

**МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ  
В ГАЗОНЕФТЯНОЙ  
ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКЕ**

553.98+519:2

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ  
МЕТОДЫ  
В ГАЗОНЕФТЯНОЙ  
ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКЕ

347



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
МОСКВА 1972

**Математические методы в газонефтяной геологии и геофизике.** *Элланский М. М., Холин А. И., Зверев Г. Н., Петров А. П. М.*, изд-во «Недра», 1972, 208 стр.

Излагается опыт использования математических методов для анализа геолого-геофизической информации при решении широкого круга задач в газонефтяной геологии и геофизики.

Рассмотрены задачи выделения, изучения и оценки продуктивности коллекторов по комплексу данных промысловой геофизики, а также обработка геолого-геофизических материалов при региональных геофизических исследованиях. Решаются задачи оценки возможной продуктивности локальных структур и экономической эффективности геолого-геофизических исследований скважин.

Исследованы методические особенности решения конкретных задач; приведены многочисленные практические примеры.

Такое комплексное рассмотрение возможностей использования математических методов в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ описывается в отечественной и зарубежной литературе впервые.

Иллюстраций 42, таблиц 41, список литературы — 74 названия.

**Авторы:**

*М. М. Элланский, А. И. Холин,  
Г. Н. Зверев, А. П. Петров*



## ВВЕДЕНИЕ

В последнее время математические методы используются для решения самых различных геологических задач. По-видимому, нет ни одной области геологии и геофизики, где не применялись бы математические методы. Среди них наибольшее внимание уделяется статистическим и вероятностным методам.

Как в геологии, так и в геофизике наблюдается непрерывное увеличение объема информации, требующей переработки для решения научных и производственных проблем.

Увеличение объема информации происходит, с одной стороны, за счет постоянного развития методов геологического исследования и, с другой стороны, за счет прямого увеличения масштабов геологических изысканий. Несомненно, что большое увеличение объема самых различных данных, которыми приходилось оперировать геологам и геофизикам, стимулировало поиски новых методов анализа этой информации.

Процесс наращивания объема геолого-геофизической информации проходил в последние десятилетия без заметных скачков. Особенно интенсивное внедрение математических методов в геологию, которое отмечается в последние годы, обусловлено главным образом не увеличением объема информации, а появлением принципиально новых средств вычислительной техники — современных быстродействующих электронно-вычислительных машин, позволивших на качественно новой основе развивать и внедрять статистические и вероятностные методы переработки информации в самых различных областях науки.

Статистические методы начали применяться в геологии в конце прошлого столетия (в петрографии, минералогии и при классификации геологических объектов). Однако широкое применение статистических методов для изучения геологических процессов было начато в 40-х годах А. Б. Вистелиусом. Последующие многочисленные работы этого исследователя несомненно сыграли важную роль в деле подготовки геологов к внедрению математических методов в геологию и использованию вероятностных моделей для описания геологических объектов и процессов.

Представления о вероятностном характере геологических процессов, о вероятностной природе геологических объектов в понимании авторов кратко сводятся к следующему.

Любой геологический объект возник, как результат взаимодействия множества факторов, наложения друг на друга множества геологических явлений, сложно распределенных во времени и пространстве. Поэтому при изучении геологических объектов и процессов приходится иметь дело с массовыми явлениями, которые, как известно, подчиняются законам больших чисел и законам статистики.

Несомненно, что каждый из элементарных геологических процессов организован вполне определенной системой причинно-следственных связей. Однако многообразие таких процессов и их неоднократное повторение, наложение друг на друга делают практически невозможным детерминированное изучение геологических явлений в целом. Именно в этом смысле надо понимать выражения «вероятностный характер», «вероятностная природа» геологических объектов.

В основе применения математических методов, изучающих вероятностные модели геологических явлений, лежат следующие положения.

1. Поведение любого геологического объекта, а также протекание любого геологического процесса определяются множеством разнообразных условий.

2. Существуют определенные связи между измеряемыми (наблюдаемыми) геолого-геофизическими показателями, описывающими эти условия, и количественными и качественными характеристиками изучаемых геологических объектов и процессов.

3. Эти связи имеют вероятностный характер, т. е. в отличие от причинных закономерностей предсказывают не результат каждого опыта, а лишь средний результат большого числа опытов. Поэтому, описывая геологические объекты и процессы с помощью такого рода взаимосвязей, можно говорить не о точных значениях тех или иных характеристик и не об определенных состояниях геологических объектов, а лишь о некоторых вероятностях значений этих характеристик и вероятностях состояний.

Обязательным условием эффективного изучения вероятностных моделей геологических объектов и процессов является совместное использование математических методов с другими «традиционными» методами исследования, применяющимися в геологии.

Специальные геологические науки, изучая отдельные факторы, определяющие состояние геологических объектов и протекание геологических процессов, создают научную базу для последующего математического моделирования. Результаты математического моделирования в свою очередь ставят перед геологическими науками новые задачи.

По-видимому, самым важным результатом использования статистических методов в геологии является переход от математического изучения предельно упрощенных идеализированных моделей к математическому исследованию сложных моделей, приближающихся к структуре реальных объектов.

На практике это во-первых выражается в переходе от математического исследования двумерных и трехмерных зависимостей к изучению многомерных связей и, во-вторых, в замене словесных, во многих случаях субъективных определений сложных геологических закономерностей количественными оценками, часто влекущими за собой качественно иную физическую интерпретацию наблюдаемой закономерности.

В многочисленных методологических исследованиях по внедрению математических методов в геологию можно, по-видимому, выделить три основные направления.

Представители первого направления (Ю. А. Воронин и другие) первоочередной задачей считают формализацию геологических понятий и определений, рассматривая это в качестве решающего условия успешного применения математических методов в геологии.

Для второго направления характерно усовершенствование существующих и разработка новых математических методов переработки информации применительно к специфике геологических задач. Представителем этого направления является Д. А. Родионов.

Представители третьего направления используют существующие математические методы в рамках сложившихся геологических представлений и понятий. Значительный вклад в разработку этого направления внесен Ш. А. Губерманом, который выдвинул идею о возможности рассмотрения задачи классификации геологических объектов как задачи распознавания образов.

Помимо указанных направлений в последние годы большое самостоятельное значение приобретают исследования по автоматизации процессов сбора, обработки и хранения геологической и геофизической информации. Особенно быстро и эффективно это направление развивается в промысловой геофизике во ВНИИГеофизике (Н. Н. Сохранов, С. М. Зунделевич), ВУФВНИИГеофизике (Г. Н. Зверев), АзВНИИГеофизике (С. М. Аксельрод), УкрНИГРИ (О. Е. Куликович), Тюменским ГУ (М. А. Данилов). Отметим, что все направления правомерны и каждое из них дополняет остальные. Однако здесь недопустимы крайности. Нельзя, например, согласиться с требованием о формализации геологических представлений, как об основном условии эффективного внедрения математических методов в геологию.

Главным фактором, осложняющим использование статистических методов в геологии, особенно при решении задач, связанных с исследованием теоретических вопросов, является, как правило, малый объем экспериментальной выборки. Кроме того, и сам экспериментальный материал в большинстве случаев не является случайной выборкой, а заранее организован технологией поисково-разведочных работ, в нашем случае — методикой поисков нефти и газа. Большая часть геолого-геофизических показателей коррелирована, взаимосвязана, что также затрудняет возможность использования наиболее разработанных приемов статистической обработки экспериментальных данных. В этой ситуации особенно

важное значение имеет более полное использование априорной информации, а подчас и некоторых интуитивных предложений, а также необходимо совместное применение традиционных геологических и математических методов исследования.

Выводы математического анализа уточняют априорную модель геологического объекта, но сами эти выводы в свою очередь контролируются тем, насколько полно они соответствуют уже известным геологическим закономерностям.

Задачей настоящей монографии по замыслу авторов является в первую очередь изложение практических вопросов использования математических методов в прикладной газонефтяной геологии и геофизике.

Основной материал книги посвящен использованию математических методов в промысловой и полевой геофизике при поисках залежей нефти и газа по комплексу геолого-геофизических показателей и, наконец, при экономических оценках эффективности геофизических и геологических работ. Большинство прикладных задач, рассматриваемых в книге, являются либо задачами классификации геологических объектов (нефтеносный — водоносный пласт, коллектор — неколлектор), либо задачами количественной оценки искомых параметров геологического объекта по косвенным данным (пористость, проницаемость и т. п.).

Общая принципиальная схема решения этих двух задач одина для всех рассмотренных в книге примеров.

В связи с этим дано краткое изложение общих методических вопросов, касающихся особенностей используемого математического аппарата и ряда трудностей, возникающих при математическом исследовании геологических объектов. Описаны некоторые общие приемы первичной обработки геолого-геофизического материала.

В книге также рассмотрена проблема автоматизации обработки и интерпретации геолого-геофизических данных с использованием ЭВМ. Очевидно, что сколько-нибудь полное освещение этой проблемы выходит за рамки монографии. Перед авторами стояла задача на конкретном примере проиллюстрировать один из возможных вариантов создания последовательной системы автоматической обработки информации, включающей первичную обработку данных и собственно решение различных задач интерпретации с помощью самых различных алгоритмов, как статистических, так и детерминированных.

Вопросы экономической эффективности геофизических и геологических исследований рассмотрены главным образом в плане постановки задач. Представляется, в частности, весьма существенным развить методы оценки полезности геофизической и геологической информации, решить чрезвычайно трудные вопросы синтеза критериев эффективности методов исследования геологических объектов.

Многоплановость книги потребовала привлечения для ее написания большого коллектива авторов — геофизиков, геологов и ма-

тематиков. Основой для ее составления послужили результаты исследований, выполненных в лаборатории ядерной геофизики, на кафедре полевой геофизики и на кафедре экономики нефтяной и газовой промышленности МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, а также в лаборатории математических методов Волго-Уральского филиала ВНИИГеофизики.

Исследования выполнялись в содружестве с геологическими кафедрами МИНХ и ГП им. Губкина и с производственными научно-исследовательскими организациями — Узбекским геофизическим трестом, трестом Ставропольнефтегазразведка, Краснодарским филиалом ВНИИнефть, Геологическим институтом АН БССР, коллективам которых авторы выражают глубокую благодарность за предоставление необходимых материалов и за творческое обсуждение полученных результатов.

В подготовке материалов для написания книги принимала участие большая группа научных работников МИНХ и ГП им. Губкина, ВУФВНИИГеофизики, КФ ВНИИнефть, Узбекского геофизического треста.

В написании книги принимали участие М. М. Элланский, А. И. Холин, Г. Н. Зверев, О. И. Барина, К. Н. Миловидов, Э. А. Калинина, В. И. Шрайбман, А. П. Петров, Е. О. Герасимова, Т. Н. Трошко, Б. Н. Большаков, И. П. Жабров, М. С. Кравчук, А. М. Рутман, Н. Г. Титкова, О. И. Полин, И. И. Власова, О. Н. Кропотов, Р. А. Леонова и З. И. Жорина.

Большую помощь при подготовке книги оказали М. А. Юхина (МИНХ и ГП), А. Г. Лисененков, В. А. Батарин, Л. Д. Киленбет, А. И. Сидорчук (ВУФВНИИГеофизика), И. А. Соловьев (КФ ВНИИнефть), Е. Г. Бойкова (Уз. геофиз. трест), З. И. Никитина (КНИИИП), В. К. Кузьмин (МИНХ и ГП). Техническое оформление выполнено лаборантами Т. Г. Щелоковой и Т. Н. Ивановой. Активную помощь оказали студенты-геофизики и геологи А. П. Гушин, Г. Б. Степанов, Е. Г. Векслер, И. Г. Доронина и др.

Все замечания просьба направлять по адресу Москва-296, Ленинский проспект, д. 65, МИНХ и ГП им. Губкина, лаборатория ядерной геофизики, и Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19, изд-во «Недра».



## ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

### ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ГАЗОНЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКЕ

Специфической особенностью геологических исследований является необходимость выяснения свойств геологических объектов по косвенным наблюдениям. Имея достаточное количество данных (измерений) о некотором объекте и зная, что эти данные связаны с изучаемым свойством, мы можем поставить задачу определения интересующего нас свойства геологического объекта.

Для решения этой задачи необходимо использовать теоретические модели геологических объектов, которые являются совокупностями связей между свойствами этих объектов. Однако теоретические модели часто основаны на идеализации явлений или просто недостаточны для выяснения функциональной связи между изучаемыми свойствами. Поэтому для уточнения этих моделей широко используется статистический экспериментальный материал в виде данных измерения различных свойств на некоторой совокупности (выборке) объектов.

Вопросы построения какой-либо теоретической модели геологических объектов мы не рассматриваем. Основное внимание будет уделено методам использования экспериментального статистического материала для построения процедур определения свойств геологических объектов по косвенным данным. Необходимо подчеркнуть, что все такие процедуры опираются на априорные предположения о справедливости некоторых модельных представлений, которые являются результатом предшествующих исследований.

Однако обнаружение сложных связей между различными геологическими факторами и явлениями, естественно, приводит к уточнению, иногда существенному, исходных моделей. Это в одинаковой степени справедливо и для классификации и для оценки параметров объектов. Различие задач классификации и оценки параметров состоит в характере изучаемых свойств объектов и очень важно для понимания алгоритмов решения задач. Проще всего показать это различие на примере.

Рассмотрим два одинаковых пористых образца. Предположим, что один из них насыщен газом, а другой — водой. Мы можем измерить их электрические параметры, плотность и др. Если необхо-

димо определить по измеренным параметрам характер флюида, которым насыщен образец (газом или водой), то это задача классификации геологических объектов. Задача оценки параметра возникает, если необходимо определить количественное значение газонасыщенности такого образца по значениям измеренных параметров. Таким образом, соотношение между этими двумя задачами, примерно, такое же, как между понятиями качественных и количественных изменений, происходящих с объектами, и в известной мере условно.

В этом же примере задачу оценки газонасыщенности образца можно сформулировать как задачу классификации. Разобьем весь возможный диапазон изменения газонасыщенности от 0 до 100% на несколько интервалов (число интервалов определяется необходимой точностью) и пронумеруем их в порядке возрастания газонасыщенности. Классом назовем совокупность образцов, имеющих газонасыщенность из одного интервала. Теперь задача оценки параметра стала задачей отнесения образца к некоторому классу по косвенным измерениям, т. е. задачей классификации. Однако поставленная таким образом задача классификации отличается от «чистой» задачи классификации наличием дополнительных априорных сведений об отношении близости образцов разных классов. Например, для образца, имеющего газонасыщенность из первого интервала, более вероятно ошибочное отнесение его ко второму классу, чем к третьему, к третьему, чем к четвертому и т. д.

Указанное отличие двух постановок задачи классификации приводит к различию алгоритмов их решения.

При постановке геологической задачи классификации или оценки параметра по косвенным измерениям у нас, с одной стороны, имеется не вполне определенная теоретическая модель (схема) геологического объекта (т. е. схема, допускающая различные возможности для зависимостей между изучаемыми свойствами) и, с другой стороны, некоторый статистический материал, т. е. выборка, которую мы должны использовать для уточнения нашей модели.

В большинстве случаев уточнение исходной модели на основе статистической выборки не является однозначным. Иными словами, возможно построение нескольких решающих правил (формул для оценки параметров), имеющих одинаковую точность.

Прежде чем переходить к методам решения конкретных задач классификации и оценки параметров, следует подчеркнуть принципиальное соотношение между объемом выборки и степенью определенности теоретической модели, т. е. априорных сведений (или предположений). Очевидно, что чем более определена модель, тем меньше необходимый объем выборки. Точные соотношения между степенью определенности модели, требуемой погрешностью решений и необходимым для получения этих решений объемом экспериментального материала, а также рекомендации по планированию эксперимента могут быть даны только при рассмотрении конкретных задач.

Примером задачи с известным соотношением между объемом выборки, требуемой точностью и степенью определенности модели может служить задача регрессии (см. формулу (I. 5)). В большинстве случаев такие соотношения еще не известны. В частности, это прежде всего относится к задачам классификации.

Поэтому при решении конкретных задач классификации необходимый объем выборки для получения решающего правила с требуемой точностью приходится определять опытным путем.

## Глава I

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ КЛАССИФИКАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

#### § 1. Методы решения задач классификации геологических объектов

Различные алгоритмы получения правил классификации геологических объектов нужны нам для двух целей. Во-первых, с их помощью можно решать прикладные задачи геологии и геофизики. В этом случае нет необходимости знать те ограничения, которые лежат в основе алгоритмов, так как мы чаще всего не имеем возможности проверить, удовлетворяет ли наша практическая задача этим ограничениям. Мы пробуем один алгоритм за другим, пока не добьемся успеха. Во-вторых, различные алгоритмы могут быть использованы для изучения геологических объектов с целью усовершенствования их теоретической модели. Для этого уже нужно знание априорных предположений и ограничений, заложенных в используемый алгоритм. Чем оно глубже, тем больше возможности использовать алгоритм для изучения геологических объектов.

Предположим, что каждый объект, подлежащий классификации, т. е. отнесению к той или иной качественно однородной совокупности, описывается несколькими параметрами  $\{\vec{x}\} = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ . Это могут быть переменные, принимающие непрерывный спектр значений или дискретные переменные. Совокупность всех возможных наборов значений переменных мы будем называть пространством параметров. Естественно, некоторые элементы этого пространства могут не соответствовать никакому реальному объекту, т. е. возможно такое сочетание значений параметров  $\{\vec{x}\}$  в нашем пространстве, которое не будет наблюдаться в экспериментах.

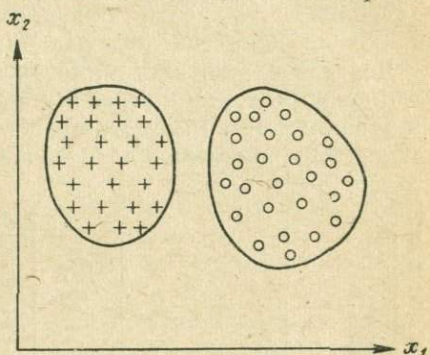
Пространство параметров характеризуется топологическими и метрическими свойствами. Первое означает, что точки в пространстве параметров могут образовывать сходящиеся последовательности и для них определены понятия окрестности, открытого множества, границы множеств, понятие внутренней точки и т. п. Метрическим свойством пространства параметров является свойство мет-

рики, т. е. расстояния между точками этого пространства. Введение этих понятий дает нам возможность во многих случаях при описании алгоритмов использовать для рассуждений геометрическую интерпретацию.

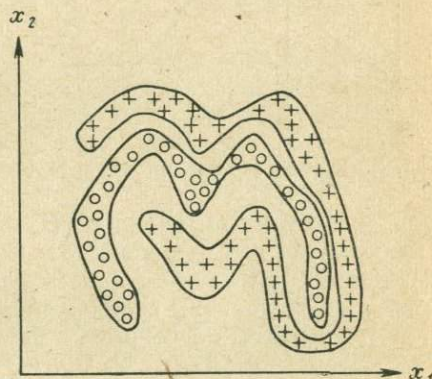
Объектам, принадлежащим к одному классу, соответствуют в пространстве параметров подмножества точек. Идеальным решением задачи являлось бы описание этих подмножеств для каждого класса объектов. Для прикладных целей достаточно разбить все точки пространства на число областей, равное числу классов, и классифицировать объект в зависимости от того, в какую из этих областей попадает соответствующая ему точка в пространстве  $\{\vec{x}\}$ . Построение такого разбиения пространства параметров в статистике носит название задачи проверки статистических гипотез.

Очевидно, разнообразие возможных случаев очень велико, и поэтому следует выделить лишь некоторые наиболее важные в практическом отношении. С точки зрения применения того или иного алгоритма наиболее общее и важное различие между возможными вариантами задачи определяется конфигурацией областей, соответствующих разным классам в пространстве параметров.

По-видимому, существуют два крайних случая этой конфигурации и очень большое число промежуточных. В первом случае параметры слабо зависят и множества точек каждого класса образуют области с большой мерой внутренних точек и малой мерой граничных точек (рис. 1, а). Во втором случае параметры сильно зависят и множества точек каждого класса представляют собой причудливо расположенные поверхности, нити и т. п. (рис. 1, б). Эти описания множеств точек из пространства параметров являются наглядными, но не достаточно точными. Тем не менее для наших целей этого достаточно.



а



б

Рис. 1. Конфигурация множеств точек двух классов в пространстве характеристик  $x_1, x_2$ .

Первый крайний случай легче обозрим и поддается решению. Почти все созданные алгоритмы успешно применяются для решения задач классификации геологических объектов, относящихся именно к этому случаю.

Эффективность применения алгоритмов в значительной мере определяется методами предварительной обработки материала для дальнейшего построения правила классификации. Здесь остановимся только на вопросах кодирования материала.

Действительно, экспериментальные данные проходят этап перекодирования, т. е. приводятся к форме, воспринимаемой применяемыми алгоритмами. Рассмотрим способы перекодирования непрерывных числовых параметров в логические переменные, т. е. в переменные, принимающие лишь два значения — «0» и «1».

Обычно каждый параметр  $x$ , измеренный на объекте (в скважине, образце и т. п.), при таком кодировании рассматривается отдельно от других. Выбираются из некоторых соображений (например, рассматривая его распределение) числа  $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_{k_j}$ . Например (рис. 2), выделяется пять чисел:  $\alpha_1 - \alpha_5$ . Эти числа являются правыми граничными точками выбранных интервалов значений характеристики  $x$ .

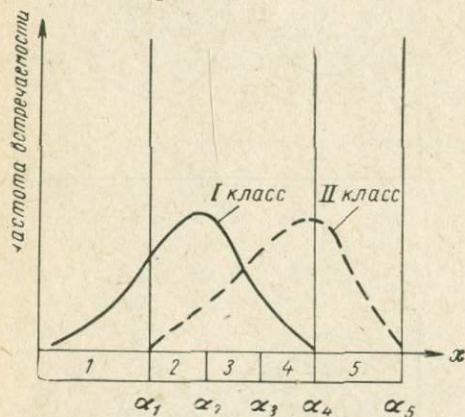


Рис. 2. Пример кодировки характеристик.

Два из этих интервалов (1 и 5) выделены потому, что они характерны для значений  $x$  лишь внутри одного из классов (1 — для I класса, 5 — для II класса). Три других интервала выбраны из следующих соображений: а) длина каждого из них должна превышать погрешность измерения  $x$ ; б) сумма  $\alpha_{ij}$ , где  $j = 1, 2, \dots, n, i = 1, 2, \dots, k_j$ , не должна превышать числа разрядов в памяти машины, выделенных для кодирования параметров одного объекта.

Далее значения этого параметра  $x$  кодируются логическими переменными  $t_i$  или  $s_i$  по одному из следующих правил.

$$1. \quad t_i = \begin{cases} 0 & \text{при } x \in (\alpha_{i-1}, \alpha_i), \alpha_0 = -\infty, \\ 1 & \text{при } x \in (\alpha_{i-1}, \alpha_i), \alpha_k = +\infty, \end{cases} \quad (I.1)$$

$$2. \quad s_i = \begin{cases} 0 & \text{при } x < \alpha_i, \\ 1 & \text{при } x \geq \alpha_i. \end{cases} \quad (I.2)$$

Первый способ кодирования эффективен для выражения одних высказываний об объектах, второй — для других. Например, если использовать переменные  $t$ , то высказывание  $x < \alpha_i$  запишется в виде  $t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_i = 1$ , а с помощью переменных  $s$ , совсем просто  $s_i = 0$ . С другой стороны, двусторонние неравенства записываются в переменных  $t$  просто, а в переменных  $s$  сложно.

Поясним сказанное на примере. При классификации пород на нефтеносные и водоносные по промыслово-геофизическим данным величины кажущихся сопротивлений кодируются с помощью переменных  $s$ , так как величина нефтенасыщенности связана с сопротивлением пластов монотонной прямой зависимостью. В то же время ряд параметров, учитывающих условия измерения геофизических характеристик (мощность пласта, диаметр скважины и др.), чаще всего кодируется с помощью переменных  $t$ .

При решении задач геологии и геофизики первый способ часто называют «обычным» способом кодирования, второй способ — кодированием «ступенькой». Вследствие ограниченности наших возможностей (скорость счета, память ЭВМ, объем выборки) количество областей, на которое разбивается множество значений каждого параметра, не очень велико. Поэтому эти способы кодирования хорошо подходят для первого крайнего случая конфигурации классов в пространстве параметров  $\{\vec{x}\}$ .

Когда имеется сильная зависимость между измеренными параметрами, то следует применять другие способы кодирования материала. Логические переменные  $t$  должны определяться значениями сразу нескольких параметров изучаемых объектов. Это означает, что мы должны выделить какие-то комплексы параметров  $\{\vec{x}\}$  и по ним определять функции  $\{t\}$ . Ясно, что множество способов, какими это можно проделать, чрезвычайно велико. Рассмотрим один способ определения переменных  $t$  — способ кодирования, использующий взаимную зависимость измеряемых параметров.

Предположим, что из всего данного экспериментального материала мы выделим некоторую качественно однородную совокупность объектов (пластов, образцов и т. п.). Например, это может быть множество объектов, принадлежащих одному из классов, на которые нам предстоит классифицировать объекты. Но можно взять и такую качественно однородную совокупность, которая объединяет часть объектов из разных классов (по географическому признаку, литологическому составу, типу структуры порового пространства и т. п.).

Итак, пусть такая совокупность уже выделена. Построим функциональные зависимости между параметрами объектов этой области. Это может быть выполнено различными способами. Например, способом многомерного регрессионного анализа. Построение зависимостей будет выполняться на объектах выделенной совокупности.

Проделав такую работу для всех качественно однородных подмножеств изучаемых объектов (всех, которые мы можем выделить),

мы получим несколько функций  $\varphi(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , описывающих зависимости между параметрами. Каждая такая функция может содержать как все параметры  $\{x\}$ , так и любую часть из них. Перебор вариантов при построении этих функций достаточно велик и может быть уменьшен, если заранее выделять комплексы параметров, зависимости между которыми есть надежда обнаружить.

Далее кодирование объектов производится по следующему правилу:

- 1) проверяется гипотеза  $\varphi_i(x_1, \dots, x_n) = 0$ ;
- 2) переменная  $t_i = 0$ , если гипотеза принимается;
- 3) переменная  $t_i = 1$ , если гипотеза отвергается.

При использовании регрессионного анализа процедура кодирования упрощается, так как в процессе построения  $\varphi_i$  определяется величина погрешности  $\varepsilon_i$ :

$$t_i = \begin{cases} 0 & \text{при } |\varphi_i| \leq \varepsilon_i, \\ 1 & \text{при } |\varphi_i| > \varepsilon_i. \end{cases} \quad (I.3)$$

Значение  $\varepsilon_i$  может быть в ряде случаев (качественно однородная совокупность совпадает с одним из классов, цены ошибок 1-го и 2-го рядов принимаются одинаковыми) определено так, чтобы условию  $|\varphi_i| \leq \varepsilon_i$  удовлетворяло максимально возможное число объектов выделенной совокупности и не удовлетворяло максимально возможное число всех остальных объектов.

Описанный способ кодирования применим только во втором крайнем случае конфигурации классов в пространстве параметров. Комбинируя разные способы кодирования, мы можем достигать удовлетворительных результатов и в других промежуточных случаях.

После того, как материал перекодирован в форму двоичных кодов, т. е. наборов, состоящих из значений переменных  $t(s)$ , к нему применяются алгоритмы, вырабатывающие правило классификации.

В настоящее время предложено очень большое число алгоритмов классификации. Остановимся лишь на трех из них, которые наиболее часто используются при решении задач, рассматриваемых в книге.

## § 2. Краткое описание алгоритмов классификации

**Алгоритм «Кора-3»** [12]. В алгоритме выбираются такие конъюнкции<sup>1</sup> переменных  $t_i$ , которые часто встречаются у объектов одного из классов, одновременно не встречаясь у объектов другого класса в выборке (называемой выборкой обучения), используемой

<sup>1</sup> Конъюнкция — совокупность некоторых переменных и их фиксированных значений, например, переменные  $t_5, t_8, t_{11}$ , со значениями 0,1,1. Логическая функция, соответствующая этой конъюнкции, принимает значение 1 только тогда, когда  $t_5 = 0; t_8 = 1; t_{11} = 1$ . Это справедливо и для любых других конъюнкций.

для построения решающего правила. Производится перебор среди конъюнкций не более трех переменных, поскольку при увеличении числа переменных резко возрастает объем вычислений и время счета.

В программе «Кора-3» критерий отбора конъюнкций определяется тремя условиями:

1) конъюнкция должна принимать значение единица лишь на объектах одного класса; 2) число объектов, которое придает этой конъюнкции значение единица (называемое «качеством»), должно превосходить некоторое заданное число  $K$ ; 3) если некоторая конъюнкция прошла первые два испытания, то проверяется, нет ли среди ранее отобранных конъюнкций такой, которая принимает значение единица на тех же объектах (возможно и на других тоже), что и проверяемая конъюнкция. Если таковая существует, то проверяемая конъюнкция бракуется и не записывается в память машины.

Характерной особенностью программы является возможность производить несколько циклов «обучения» на том же материале, так называемое «доучивание». Дело в том, что среди управляющих параметров программы «Кора-3» имеются, кроме «качества»  $K$  еще два, так называемые «пороги отстающих»  $\Pi_1$ ,  $\Pi_2$ . Их действие заключается в том, что после первого цикла обучения, т. е. отбора конъюнкций, из всего материала, данного для обучения, выделяется часть, плохо охарактеризованная отобранными конъюнкциями. А именно, объект из I класса плохо охарактеризован, если количество отобранных конъюнкций, принимающих на нем значение единица, меньше  $\Pi_1$  (соответственно для объекта из II класса —  $\Pi_2$ ).

В следующем цикле обучения «качество» конъюнкций для отбора по порогу  $K$  подсчитывается уже только на этой выделенной части материала обучения.

После нескольких циклов обучение заканчивается и та же программа может применяться для классификации новых объектов, не присутствовавших в материале обучения и образующих так называемую экзаменационную выборку. При этом все отобранные конъюнкции производят «голосование», т. е. подсчитывается число конъюнкций, принимающих значение единица на испытываемом объекте, и служащих признаками I класса, а затем то же самое делается с конъюнкциями, служащими признаками II класса. Полученные числа «голосов» и определяют принадлежность испытываемого объекта к тому или иному классу. Кроме того, соотношение этих чисел характеризует близость объекта к обоим классам.

Из приведенного описания видно, что в программу заложены простые статистические критерии отбора конъюнкций. Однако наличие трех управляющих параметров позволяет сильно менять результаты обучения и получать на каждом материале различные правила классификации. Отметим, некоторые важные особенности алгоритма.

1. Строго ограниченное число переменных в отбираемых конъюнкциях (не более трех).



2. При «голосовании» все конъюнкции считаются равноценными, хотя при отборе они могли быть с сильно различающимся качеством  $K$ .

3. Зависимость получаемых правил классификации от местоположения характеристик  $t$  ( $s$ ) во входном коде. При перестановке разрядов этих кодов на одном и том же материале и при всех прочих одинаковых условиях будут получены другие наборы конъюнкций.

4. Возможность доучивания в самых различных сочетаниях «качества»  $K$  и порогов отстающих  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ .

Технические данные программы «Кора-3»: машины М-20, БЭСМ-3м, БЭСМ-4, М-220; объем «обучения» — до 45 объектов по каждому классу; объем «экзамена» — до 400 объектов; число двоичных переменных — до 45; время решения одной задачи в среднем 10 мин.

**Алгоритм «Перебор»** [52]. В этом алгоритме прежде всего происходит выделение некоторых подпространств, т. е. комплексов переменных  $t_j$ , обладающих тем свойством, что из них может быть образована функция, правильно классифицирующая объекты выборки. Такие совокупности переменных будем называть допустимыми. Если к допустимой совокупности свойств добавить новое переменное, то получившаяся совокупность остается допустимой. Если же из допустимого набора исключить некоторое переменное, то оставшаяся совокупность может стать недопустимой. В алгоритме предусмотрен поиск минимальных допустимых наборов переменных, т. е. наборов, из которых уже нельзя исключить ни одного переменного.

Естественно, что при достаточно большом количестве переменных в минимальной допустимой совокупности ее отбор с большой вероятностью может оказаться случайным из-за малого объема выборки (экспериментального материала). Поэтому в алгоритме предусмотрена возможность согласования сложности перебираемых функций (в нашем случае числа переменных) с объемом выборки. Это можно сделать путем задания некоторой пороговой величины вероятности забраковать данную минимальную допустимую совокупность переменных в случае, когда вместо реальной выборки обрабатывается таблица случайных кодов.

Указанная оценка вероятности позволяет отобрать некоторое число минимальных допустимых совокупностей переменных. Далее они используются для получения правила классификации. Для его описания рассмотрим некоторую из отобранных совокупностей переменных:  $t_{i1}, t_{i2}, \dots, t_{in}$ .

У каждого из объектов выборки эти переменные принимают определенные значения. Таким образом, каждой минимальной допустимой совокупности соответствует несколько конъюнкций, причем некоторые из конъюнкций повторяются в выборке по нескольку раз. Весом конъюнкций будем называть число этих повторений (разумеется, это может произойти только среди объектов одного класса).

Рассматривая подобным образом все выбранные минимальные допустимые совокупности переменных, мы получим для каждого класса некоторое число соответствующих им конъюнкций с определенными весами. Решение о принадлежности некоторого объекта к одному из классов теперь дается «голосованием» этих конъюнкций (голос каждой конъюнкции равен ее весу). В голосовании участвуют лишь те конъюнкции, которые обнаружены в классифицируемом объекте.

Мы видим, что в алгоритме построения правила классификации используются критерии отбора и веса, опирающиеся на некоторые статистические предположения. Однако эти предположения очень слабые. Их можно было бы усилить. Это привело бы к возрастанию сложности алгоритмов, но из-за невозможности проверки соответствия этих предположений реальным условиям такое усложнение не оправдано. Заметим, что отсутствие ясно выраженных предположений приводит в алгоритме «Перебор» так же, как и в алгоритме «Кора-3» к отсутствию гарантированных вероятностей ошибок при классификации объектов.

Технические данные программы «Перебор»: машины М-20, БЭСМ-3м, БЭСМ-4, М-220; число классов 2; число параметров  $n$  от 1 до 12; объем «обучения» — 64 объекта; время решения одной задачи в среднем 5 мин.

**Алгоритм «Сфера»** [29]. Алгоритм «Сфера» опирается на гипотезу о том, что совокупность параметров, измеряемых на изучаемых объектах, можно считать координатами в точечном метрическом пространстве  $E_n$ .

В основу метода классификации положена схема разделения  $E_n$  на несколько областей, которые покрываются некоторым количеством сфер. А именно, вокруг каждой точки данного экспериментального материала, как вокруг центра, описывается гиперсфера с максимально большим радиусом так, чтобы в этой гиперсфере не оказалось ни одной точки из другого класса. В результате любая точка в  $E_n$  либо лежит хотя бы в одной из гиперсфер, либо нет, и в первом случае может быть классифицирована каким-либо сравнением характеристик попаданий в сферы разных классов.

Это приводит к тому, что на материале обучения программа имеет стопроцентную эффективность. Число классов практически произвольно — от 1 до 8. Особенно следует отметить задачу выделения объектов одного определенного класса, когда в обучающей совокупности присутствуют объекты лишь этого класса. Тогда организуется покрытие гиперсферами области, занимаемой этим классом, причем радиусы гиперсферы выбираются из оценки расстояния до ближайшего объекта данного класса.

В отличие от алгоритмов «Кора-3» и «Перебор» в данном алгоритме решающее правило строится в полном пространстве параметров, а не в подпространствах.

Для программы «Сфера» характерны: а) отсутствие трудоемкой процедуры кодировки материала; б) значительно большие,



чем в алгоритме «Кора-3» возможности в объемах выборок для обучения и экзамена; в) простота алгоритма и небольшой объем памяти, занимаемый программой; г) малое время на обучение, которое растет всего лишь линейно с ростом числа параметров, квадратично с ростом числа объектов выборки и не зависит от числа классов.

В реализованной программе вместе с классификацией используется возможность оценивать степень вероятности принадлежности объекта к данному классу. Для этого ведется подсчет голосов<sup>1</sup> с учетом некоторой потенциальной функции, которая равна нулю в случае, когда классифицируемый объект не попадает в данную гиперсферу, и возрастает при приближении к центру гиперсферы.

Этот алгоритм может быть с успехом использован для решения задач со слабо взаимозависимыми параметрами. Благодаря наглядной геометрической интерпретации алгоритму можно дать статистическое обоснование и выделить класс задач, для которых он эффективен [29, 58].

Технические данные программы «Сфера»: машины М-20, БЭСМ-3м БЭСМ-4, М-220; число классов от 1 до 8; число параметров  $n$  от 1 до 17; объем «обучения»  $N < \frac{3500}{n}$ ; время «обучения» в среднем около 1 мин.

## Глава II

### ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПО КОСВЕННЫМ ДАННЫМ

#### § 1. Задача оценки параметра по косвенным измерениям

Для оценки параметров по косвенным данным требуется построить функцию  $y(\vec{x})$  измеряемых параметров, значения которой были бы оценками интересующей нас характеристики геологического объекта. При построении функции во многих случаях можно воспользоваться статистическим материалом, содержащим значения параметра  $y$  и соответствующие им значения параметров  $\{\vec{x}\}$ , измененные у какой-то совокупности геологических объектов.

Задача построения функции  $y(\vec{x})$  (задача статистического предсказания параметра  $y$ ) сходна с задачей классической регрессии тем, что в обеих задачах эта функция строится на основе статистического материала. Однако, если в задаче классического регрессионного анализа основной целью является получение значений коэф-

<sup>1</sup>  $\Delta_j = \frac{R_j^2 - R_j^2(x, x_j)}{R_j^2}$ , где  $\Delta_j$  — голос;  $R_j$  — радиус гиперсферы, описанной вокруг  $j$ -той точки;  $x_j$  — координаты  $j$ -той точки;  $x$  — координаты исследуемой точки (объекта).

коэффициентов регрессии с наименьшими погрешностями (обычно в этих задачах вид функции известен заранее), то в нашем случае минимум погрешности требуется от оценки величины  $y$ . Из этого следует, что для задачи оценки параметра по косвенным данным в отличие от задачи классической регрессии необязательна единственность решения. Иными словами, возможно существование нескольких функций, дающих практически одинаковые по точности оценки параметра  $y$ .

Кроме того, если в задаче классической регрессии коэффициенты уравнения регрессии можно обычно интерпретировать физически, как свойства изучаемого объекта, то в функциях, получаемых для оценки параметров по косвенным данным, чаще всего физическую интерпретацию коэффициентам дать невозможно.

Успешность решения задачи оценки параметра по косвенным данным в значительной степени определяется дисперсией распределения величины  $y$  при постоянных фиксированных параметрах  $\{\vec{x}\}$ .

Дисперсия определяется ошибками измерений значений  $y$ . Однако в большинстве решаемых задач эти ошибки несравненно меньше вариаций  $y$ , вызываемых изменениями нефиксируемых параметров  $x_{n+1}, x_{n+2}, \dots$ . Эти вариации являются более существенной компонентой дисперсии  $y$ . Указанное обстоятельство приводит к тому, что даже в случаях очень точных измерений  $y$ , разброс его около среднего значения при фиксированном параметре  $\{\vec{x}\}$  может оказаться значительным.

Тип условного распределения величины  $y$  при фиксированном значении параметров  $\{\vec{x}\}$  не играет решающей роли. Однако при нормальном законе этого распределения упрощается интерпретация величины погрешности оценки параметра  $y$ , построение доверительных интервалов и т. п. Более важно при практическом использовании функции знать характер зависимости дисперсии  $y(\vec{x})$ , точнее, знать, что величина  $\sigma^2$  слабо зависит от  $\{\vec{x}\}$ , так как оценка ошибки  $y$  представляет среднюю на выборке величину ошибки предсказания  $y$  по формуле  $y = y(\vec{x})$ .

## § 2. Математическая модель

Наиболее часто для построения функции  $y(\vec{x})$  используют следующую модель, линейную относительно постоянных коэффициентов  $a_m$ :

$$y = a_0\psi_0(\vec{x}) + a_1\psi_1(\vec{x}) + \dots + a_m\psi_m(\vec{x}), \quad (1.4)$$

где  $\psi_m(\vec{x})$  — заданные функции  $\{\vec{x}\}$ .

В одномерном случае ( $\{\vec{x}\} = x_1$ ) при разложении функции  $y(x)$  в ряд Тейлора получим

$$\psi_0(x_1) = 1; \quad \psi_1(x_1) = x_1; \quad \psi_2(x_1) = x_1^2; \quad \psi_m(x_1) = x_1^m.$$

В многомерном случае ( $\vec{x} = (x_1, \dots, x_n)$ ) приближение функции  $y(\vec{x})$  рядом Тейлора представляется следующим образом:

$$\begin{aligned} \psi_0(\vec{x}) &= 1; \quad \psi_1(\vec{x}) = x_1, \dots; \quad \psi_n(\vec{x}) = x_n; \\ \psi_{n+1}(\vec{x}) &= x_1^2; \quad \psi_{n+2}(\vec{x}) = x_1 x_2 \dots \end{aligned}$$

В ряде случаев более удобно строить приближения функции в виде степенных полиномов после некоторого предварительного преобразования переменных ( $\vec{x}$ ) с помощью элементарных функций (логарифмов, экспонент и т. п.).

Полученная в результате построения функции  $y(\vec{x})$  в виде (I.4) оценка параметра  $y$  будет содержать ошибку, которая суммируется из трех различных по происхождению погрешностей. Во-первых, выбранное семейство функций  $\{\psi_m\}$  может быть недостаточно удовлетворительным для аппроксимации функции  $y(\vec{x})$ . Отсюда возникает ошибка аппроксимации. Во-вторых, в ошибку оценки  $y$  будут внесены уже описанные статистические погрешности, возникающие в результате измерений  $y$  и влияния неучтенных параметров. Это — неизбежная и неустраняемая компонента ошибки оценки параметра  $y$ . Наконец, последний источник ошибок — погрешности измеренных параметров  $\{\vec{x}\}$ . В большинстве случаев влияние неконтролируемых факторов и ошибок измерения искомой величины значительно больше влияния ошибок измерения аргументов. Поэтому при оценке неизвестных коэффициентов (см. § 3 настоящей главы) ошибки измерения ( $\vec{x}$ ) не учитываются [41].

### § 3. Метод оценки неизвестных коэффициентов

При решении задач регрессии для получения оценки коэффициентов  $a_m$  используется обычно метод наименьших квадратов [41, 63]. С помощью этого метода из заданного семейства функций может быть выбрана функция, получаемая минимизацией суммы квадратов разностей вычисленных и измеренных значений оцениваемого параметра  $y$  ( $\sum_j \Delta y_j^2$ , где  $j$  — номер измерения). Эта функция предпочтительнее других по следующим причинам:

а) средняя квадратическая погрешность  $S_y$ , допускаемая при оценке параметра  $y$ , является в большинстве случаев основным показателем качества этой оценки, а  $S_y^2$  пропорциональна  $\sum_j \Delta y_j^2$ ;

б) существуют идеальные теоретические схемы (довольно часто соответствующие практическим ситуациям), для которых получаемые функции дают точное решение задачи, например, принцип максимального правдоподобия, когда случайный разброс  $y(\vec{x})$  относительно математического ожидания  $M(\vec{x})$  подчиняется нормальному распределению;

в) минимизация такой суммы является несравненно более простой задачей, чем, например, минимизация сумм  $\sum_j |\Delta y_j|$ ,  $\sum \Delta y_j^4$  или величины  $\max |\Delta y_j|$ .

Может возникнуть вопрос: нельзя ли получить лучшую оценку для  $y$ , применяя алгоритм, не минимизирующий  $\sum \Delta y_j^2$ . Для того чтобы ответить на этот вопрос, рассмотрим два примера.

I. Оценим параметр  $y$  по измерению только одного показателя  $x_1$ , связанного с  $y$  линейной зависимостью. В этом случае возможны, например, два алгоритма. Первый, минимизирующий  $\sum \Delta y_j^2$ , находит прямую среди семейства  $\{y = a + bx_1\}$ . Второй, минимизирующий  $\sum \Delta x_1^2$ , находит прямую среди семейства  $\{x_1 = c + dy\}$ . Оценка  $y$  во втором алгоритме дается решением уравнения  $x_1(y) = x_0$ .

Сравним погрешности оценки параметра  $y$  для этих алгоритмов. Для первого алгоритма

$$S_y^2 = \frac{1}{N-2} \sum (y_i - a - bx_i)^2.$$

Ошибка оценки  $y$  для второго алгоритма

$$S_y^{*2} = \frac{\sum \left( y_i - \frac{1}{d} x_{1i} - \frac{c}{d} \right)^2}{N-2}.$$

Очевидно, что первая из них меньше, так как  $a$  и  $b$  получены из условия минимума числителя  $S_y^2$  (знаменатели  $S_y^2$  и  $S_y^{*2}$  совпадают).

Таким образом, даже в том случае, когда прямая  $x_1(y)$  «лучше» описывает совокупность измерений статистического материала («облако» точек на плоскости), для оценки параметра  $y$  предпочтительнее использовать функцию  $y = a + bx_1$ .

II. Рассмотрим тот же пример, взяв семейство функций  $\{y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_1^2\}$ . Поставим тот же вопрос о двух возможных зависимостях:  $y(x_1)$  и  $x_1(y) = b_0 + b_1 y + b_2 y^2$ . Утверждать, что оценка  $y$ , полученная с помощью первого алгоритма, будет иметь меньшую погрешность, уже нельзя. Происходит это потому, что класс функций  $\{y^*(x_1)\}$ , получающийся как решение уравнений  $x_1(y) = x_0$ :

$$\left\{ y^*(x_1) = \frac{-b_1 \pm \sqrt{b_1^2 - 4b_2(b_0 - x)}}{2b_2(b_0 - x)} \right\}$$

отличается от класса  $\{y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_1^2\}$ . Поэтому не исключено, что оценка  $y$ , полученная с помощью второго алгоритма, будет более точной. Однако, это не значит, что функция  $y(x_1)$ , построенная при минимизации  $\sum \Delta x_1^2$ , является наилучшей оценкой  $y$  среди функций  $y^*(x_1)$ . Наилучшей оценкой  $y$  опять будет функция, полученная минимизацией  $\sum \Delta y_j^2$ .

Таким образом, второй пример отличается от первого лишь тем, что для него совокупность обратных функций  $y^*(x_1)$  не совпадает с исходной совокупностью функций  $y(x_1)$ .

#### § 4. Оценка погрешности предсказания параметра по косвенным данным

После построения некоторой функции  $y(\vec{x})$  для оценки интересующего нас параметра необходимо получить оценку погрешности, которая будет возникать при применении этой функции.

При оценке коэффициентов функции (I.4) путем минимизации суммы  $\sum_{j=1}^n \Delta y_j^2$  дисперсия ошибок  $\Delta y_j$ , характеризующая точность предсказания  $y$ , может быть оценена следующим образом:

$$S_y^2 = \frac{R}{N-m} = \frac{\sum \Delta y_j^2}{N-m}, \quad (I.5)$$

где  $R = \sum \Delta y_j^2$  — остаточная сумма квадратов [41].

При некоторых предположениях (распределение ошибок  $\Delta y_j$  по нормальному закону  $N(0, \sigma)$  и их независимость) величина  $(N-m) S_y^2 / \sigma_y^2$  подчиняется распределению  $\chi_{N-m}^2$  [41, 63]. Из-за незнания дисперсии оцениваемого параметра этот факт не удается использовать. Поэтому на практике для проверки полученных оценок чаще всего применяется еще одна экспериментальная выборка. Если мощность второй контрольной выборки равна  $N'$ , то дисперсия оценки величины  $y$  по формуле, построенной на первой выборке, будет равна

$$S_y'^2 = \frac{\sum_{j=1}^{N'} \Delta y_j^2}{N'} \quad (I.6)$$

Отношение  $[S_y'^2 (N-m)] / S_y^2 N'$  распределено по закону  $F_{N-m, N'}$ , где  $F_{N-m, N'}$  — распределение Фишера [41, 63].

Этим отношением и его распределением можно воспользоваться для построения критерия выбора совокупности функций  $\{y = y(\vec{x})\}$ , проверяющего гипотезу равенства дисперсий оценки  $y$  на обеих статистических выборках:  $\sigma_y^2 = \sigma_y'^2$ .

Для того чтобы оценить дисперсии  $S_y^2$  и  $S_y'^2$ , прежде всего нужно найти области возможных решений, т. е. интервал допустимых значений  $m$ . Если имеется контрольная статистическая выборка, то для отыскания области возможных решений может быть рекомендован следующий способ.

Последовательно строят приближения зависимости  $y(\vec{x})$  вида (I.4), содержащие различное число определяемых коэффициентов  $m$ . Для каждого из них оцениваются величины  $S_y^2$  и  $S_y'^2$ . Графики  $S_y = f(m)$  и  $S_y' = f(m)$ , полученные при решении одной из задач, приведены на рис. 3.

Величины  $S_y^2$  и  $S_y'^2$  при увеличении числа коэффициентов сначала уменьшаются, а потом начинают возрастать. Интервал

$(m_1, m_2)$ , внутри которого величины  $S_y^2$  и  $S_y'^2$  близки между собой (близость их оценивается с помощью критерия  $F_{m_1, m_2}$ ) и в то же время близки к минимальным значениям погрешностей, рассматривается в качестве допустимых значений  $m$  (гипотеза равенства дисперсий может оказаться справедливой и для интервала  $0, m_1$ ).

В том случае, когда формула зависимости  $y(\vec{x})$  строится в виде полинома, конкурирующими функциями оказываются различные полиномы, каждый из которых выбран из соответствующего семейства  $m = \text{const}$  минимизацией  $\Sigma \Delta y^2$ , например,

$$y = a'_0 + a'_1 x_1; y = a''_0 + a''_1 x_1 + a''_2 x_1^2; y = a'''_0 + a'''_1 x_1 + a'''_2 x_1^2 + a'''_3 x_1^3.$$

Если в результате применения критерия  $F$  для всех этих полиномов гипотеза равенства дисперсий на обеих выборках не отвергается, то для окончательного решения задачи, т. е. выбора одного из полиномов, нужны дополнительные предположения. Например, можно предпочесть многочлены меньших степеней или с меньшим числом ненулевых членов, или многочлены относительно параметров, измеряемых наиболее просто, с наименьшими затратами.

Изучение зависимостей между параметрами геологических объектов может потребоваться не только для решения задачи оценки параметров по косвенным данным. Такие зависимости можно использовать в качестве признаков геологических объектов при решении задач их классификации по косвенным данным. В этом случае способ построения формул зависимостей отличается от рассмотренного выше. Выбор функции зависимости  $y$  диктуется не сложностью ее непосредственного измерения, а поведением зависимости  $y(\vec{x})$  на выделенной качественно однородной совокупности объектов, для которой строится эта зависимость, и множестве остальных объектов. В ряде случаев может даже оказаться, что для лучшего разделения объектов этих двух групп следует строить формулы связей в неявном виде:

$$\varphi(x_1, \dots, x_{n+1}) = 0.$$

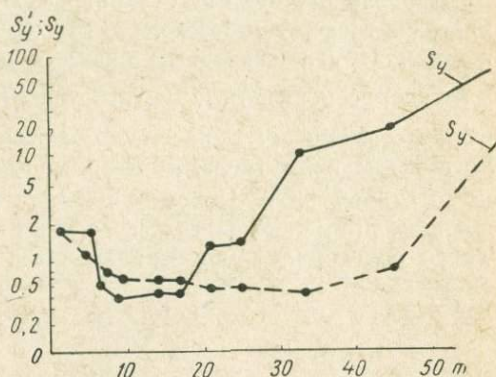


Рис. 3. Зависимость средней квадратической погрешности  $S_y$  ( $S_y'$ ) от числа коэффициентов приближающего полинома  $m$ .



## § 5. Краткое описание алгоритмов построения функции $y(\vec{x})$

В настоящее время создано большое количество различных программ для ЭВМ, реализующих процедуру построения функции  $y(\vec{x})$ . Остановимся лишь на двух из них — «РЕГР» и программе «статистического прогнозирования», поскольку, во-первых, эти программы реализуют две наиболее распространенные схемы метода наименьших квадратов и, во-вторых, обе они удобны в практической работе, благодаря чему широко используются различными научно-исследовательскими и производственными организациями.

Все задачи оценки параметров по косвенным данным решены с помощью именно этих программ.

**Программа «РЕГР».** Программа разработана в лаборатории ядерной геофизики МИНХ и ГП [37]. В ней реализована предложенная П. Л. Чебышевым схема пошагового построения функции  $y(\vec{x})$  в виде полинома. Достигается это переходом от функций  $\{\psi_m\}$ , в качестве которых рассматриваются параметры  $(\vec{x})$ , их степени, логарифмы и другие элементарные функции, к новому ортогональному базису  $\{\hat{\psi}_m\}$ . Поясним переход к ортогональному базису следующим примером. Пусть  $\psi_0 = 1$ ;  $\psi_1 = x_1, \dots, \psi_n = x_n$ ;  $\psi_{n+1} = x_n^2$ . Тогда ортогонализация производится следующим стандартным приемом:

$$\hat{\psi}_0 = \psi_0,$$

$$\hat{\psi}_1 = x_1 - b_{1,0}\hat{\psi}_0,$$

$$\hat{\psi}_n = x_n - b_{n,0}\hat{\psi}_0 - \dots - b_{n,n-1}\hat{\psi}_{n-1},$$

$$\hat{\psi}_{n+1} = x_n^2 - b_{n+1,0}\hat{\psi}_0 - \dots - b_{n+1,n}\hat{\psi}_n.$$

Коэффициенты  $b_{j,k}$  определяются из условий:

$$\sum_{j=1}^N \hat{\psi}_{0j}\hat{\psi}_{1j} = 0; \quad \sum_{j=1}^N \hat{\psi}_{0j}\hat{\psi}_{2j} = 0, \quad \dots, \quad \sum_{j=1}^N \hat{\psi}_{nj}\hat{\psi}_{n+1,j} = 0.$$

Опорная система  $\{\psi_m\}$  может содержать очень много функций. В программе предусмотрена оценка эффективности каждого нового члена по изменению суммы квадратов отклонений  $R$ .

Если величина  $(R_k - R_{k+1})/R_k$  оказывается больше заранее задаваемого порога, то  $(k + 1)$ -й член включается в формулу зависимости. В противном случае он исключается. Правомочность подобной процедуры проверяется сравнением погрешностей формул, построенных при данном пороге и без порога.

Объем числового массива  $N_n \leq 4000$ , причем  $n \leq 24$ . Время решения одной задачи 2—3 мин. Программа предназначена для машины М-220. Имеется вариант программы для машин М-20, БЭСМ-3м и БЭСМ-4. В этом случае  $N \leq 71$ ,  $n \leq 12$ . Кроме того,

реализован вариант программы, написанный на  $\alpha$ -версии языка «Алгол-60».

**Программа «статистическое прогнозирование».** Эта программа разработана в лаборатории геофизических вычислений ВУФНИИГеофизики. В отличие от программы «РЕГР» эта программа реализует схему построения функции  $y(\vec{x})$  в виде линейной формы  $y = \sum_m^m a_m \psi_m(\vec{x})$  заранее задаваемого вида. Коэффициенты  $a_m$  определяются путем решения системы нормальных уравнений [41]. В качестве  $\psi_m(\vec{x})$ , как и в программе «РЕГР», рассматриваются различные функции  $\{\vec{x}\}$ . С целью выбора вида линейной формы программа «статистического прогнозирования» производит расчет статистических характеристик массива  $\psi_m(x)$ : средних, дисперсий и стандартных отклонений, расчет ковариационной и корреляционной матриц. Программа обеспечивает обработку числового массива  $N(n+1) \leq 2500$ ,  $n \leq 10$ . Среднее время решения одной задачи на М-20 около 3 мин.

Имеется модификация программы «статистического прогнозирования», позволяющая увеличить число  $n$  до 40. Числовой массив записывается во внешнюю память и вызывается в оперативную память блоками. Благодаря этому возможна обработка очень большого массива данных. В программе предусмотрен блок отбрасывания «лишних», малоэффективных функций  $\{\psi_m\}$ .

### Глава III

#### МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С ПОСТАНОВКОЙ И РЕШЕНИЕМ ЗАДАЧ КЛАССИФИКАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ И ОЦЕНКИ ИХ ПАРАМЕТРОВ ПО КОСВЕННЫМ ДАННЫМ

Успешность практического использования методов решения задач классификации и оценки параметров геологических объектов по косвенным данным в значительной мере зависит от правильного понимания и тщательного учета специалистом (геологом или геофизиком) особенностей постановки задачи, ее математической модели, метода ее решения и интерпретации полученных результатов.

#### § 1. Организация пространства параметров и выборки для построения решающего правила

При выборе исходных характеристик для решения задач классификации геологических объектов и оценки параметров должны выполняться следующие условия.

1. Необходимо, чтобы выбранный набор показателей содержал необходимое для эффективного решения задачи количество информации. Для реализации этого условия требуется самый тщательный

учет результатов теоретических, модельных и экспериментальных исследований изучаемой закономерности.

2. Комплекс характеристик не должен быть «перегруженным», иначе вследствие ограниченности выборки возрастает вероятность установления ложных связей, так называемых «предрассудков». Вопрос о избыточности комплекса может быть решен с помощью анализа априорной информации и «обратной связи», устанавливающей соответствие между результатами математического анализа и исходной моделью (оценка информативности показателей (см. § 4 настоящей главы), опробование различных алгоритмов).

3. При выборе исходных параметров необходимо учитывать требования и ограничения различных алгоритмов: независимость показателей, различие средних значений, нормальность распределений и др. Это условие может быть реализовано различными методами преобразования пространства параметров: вводом сложных параметров, исследованием многомерных зависимостей между параметрами, выделением главных факторов с помощью факторного анализа и др.

Выборка для построения решающего правила классификации может быть организована различными способами. Во-первых, ее можно выбрать из исследуемой совокупности случайным образом. Во-вторых, при подготовке выборки можно требовать ее представительности (например, соответствие закона распределения параметров распределению генеральной совокупности). В-третьих, выборка может быть полной, т. е. включать в себя все имеющиеся в распоряжении исследователя экспериментальные материалы. В-четвертых, можно организовать «трудную» выборку, т. е. включить в нее непропорционально много объектов, «трудных» для обычных методик обработки.

При организации выборки тем или иным способом следует учитывать основное требование: выборка должна обеспечивать при использовании данного алгоритма минимальную погрешность решающего правила. Так, при построении функции для косвенной оценки параметра  $y$  в некоторых случаях для уменьшения погрешности желательно, чтобы аргументы  $\{\vec{x}\}$  располагались ближе к концам интервалов наблюдений (41).

Для построения решающего правила классификации при использовании линейной дискриминантной функции необходимо, чтобы выборка была представительной относительно моментов (среднего и дисперсии).

Если правило классификации строится с помощью алгоритма «Кора-3», во многих случаях желательно иметь «трудную» выборку.

## § 2. Использование метода размерностей при выборе множества функций $f(\vec{x})$

Характер исследуемых зависимостей  $y(\vec{x})$  чаще всего мало изучен. Выбирая множество функций  $\{y(\vec{x})\}$ , следует, учитывая ограниченность статистической выборки и удобства последующих вычис-

лений, стремиться к тому, чтобы число определяемых коэффициентов было по возможности наименьшим. В ряде случаев этого удается достичь, используя геологические, геофизические, петрофизические и другие сведения об основных факторах, определяющих зависимость, а также данные о размерностях величин.

Рассмотрим некоторые возможности метода размерности при выборе множества функций. Исходя из того, что зависимости между свойствами геологических объектов, как и вообще зависимости между физическими величинами не должны изменяться при изменении системы единиц (свойство инвариантности по отношению к системе единиц), метод размерностей накладывает на них следующее ограничение:

$$[y] = [y(\vec{x})]. \quad (1.7)$$

Это означает, что размерности левой и правой частей зависимости должны совпадать. Соотношение (1.7) заметно сужает класс возможных функций, накладывая определенные ограничения на зависимость. В частности, в теории размерностей доказывается ( $\pi$ -теорема), что связь между  $n + 1$  размерными величинами, имеющими  $k < n + 1$  независимых размерностей, принимает вид соотношения между  $n + 1 - k$  безразмерными величинами  $\Pi, \Pi_1, \dots, \Pi_{n-k}$ , образованными из  $n + 1$  размерных величин [55].

Очевидно, что безразмерные параметры  $\Pi, \Pi_1, \dots, \Pi_{n-k}$  можно изменить и число независимых комбинаций таких параметров составит  $n + 1 - k$ . Однако из всех таких комбинаций зачастую можно выбрать одну «нужную», принимая во внимание априорные сведения об объекте: модельные данные, теоретические и экспериментальные исследования зависимости  $y(\vec{x})$ , а также особенности ее аппроксимации.

Из  $\pi$ -теоремы следует, что, если величина  $y$  безразмерна, то она может зависеть только от безразмерных величин, и опять-таки, если возможны различные безразмерные комбинации величин  $x_1, \dots, x_n$ , выбор одной из них может быть произведен с учетом всей априорной информации об исследуемой зависимости и математической модели задачи.

Рассмотрим пример. При постановке задачи оценки пористости терригенных отложений Средней Азии (см. § 3 гл. II второй части) по электрометрическим характеристикам предварительный анализ характера зависимости производился следующим образом:

- 1) выбиралась исходная петрофизическая зависимость;
- 2) подбирались промыслово-геофизические характеристики, несущие информацию о параметрах, являющихся аргументами исходной зависимости;
- 3) отобранные характеристики с учетом требований теории размерностей преобразовывались в возможные аргументы исследуемых зависимостей.

В качестве исходной петрофизической зависимости была выбрана связь пористости  $k_n$  с параметром пористости  $P_n$  и емкостью катион-

ного обмена  $q_n$  [13]. Величина  $q_n$ , как известно, характеризует «относительную» глинистость породы и активность глинистого материала. Поэтому указанная связь должна быть более устойчивой, чем различные варианты зависимостей пористости от параметра пористости и глинистости. Выбираемый комплекс геофизических характеристик должен был нести информацию о параметрах  $P_n$  и  $q_n$ .

Для оценки параметра  $P_n$  чаще всего используют показания одного или двух малых градиент-зондов. По ним определяется сопротивление зоны проникновения  $\rho_{з,п}$ , а также сведения о сопротивлении пористости пластовых вод  $\rho_v$  и фильтрата бурового раствора (для введения поправок в величину  $\rho_{з,п}$ ). Поэтому названные характеристики были включены в исследуемый комплекс. Поскольку размеры малых зондов, а также диаметры скважин для рассматриваемых отложений не выдерживаются постоянными, набор характеристик был дополнен значениями  $L_1$ ,  $L_2$  и  $d_c$ . Как известно, между  $q_n$ ,  $\Delta U_{сп}$ ,  $\rho_\phi$  и  $\rho_v$  существует зависимость, близкая к функциональной [3]. Поэтому в анализируемый комплекс характеристик были включены показания метода СП —  $\Delta U_{сп}$  и  $\Delta U_{сп}^{max}$ , где  $\Delta U_{сп}^{max}$  — амплитуда кривой СП против «чистого» пласта.

Выбранные характеристики имеют три независимых размерности:  $\rho_{k_1}$ ,  $\rho_{k_2}$ ,  $\rho_\phi$ ,  $\rho_v$  —  $ом \cdot м$ ;  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $d_c$  —  $м$  и  $\Delta U_{сп}$ ,  $\Delta U_{сп}^{max}$  —  $мв$ . Функция исследуемой зависимости (пористость) — величина безразмерная.

Согласно  $\pi$ -теореме, в формуле связи должно присутствовать шесть безразмерных величин (не считая  $k_n$ ). Очевидно из данного набора характеристик можно организовать шесть различных комбинаций по шесть безразмерных величин. Для выбора «нужной» комбинации были приняты во внимание результаты модельных и экспериментальных исследований зависимости  $k_n$  и геофизических параметров  $\rho_{з,п}$ ,  $\rho_n$  от геофизических характеристик ( $\rho_k$ ,  $\Delta U_{сп}$  и др.):

$$\frac{\rho_{k_1}}{\rho_\phi}; \frac{\rho_{k_2}}{\rho_\phi}; \frac{\rho_\phi}{\rho_v}; a_{СП} = \frac{\Delta U_{СП}}{\Delta U_{СП}^{max}}; \frac{L_1}{d_c}; \frac{L_2}{d_c}.$$

В случае, когда  $y$  — размерная величина, зависимость будет иметь вид

$$y = p(x_1, \dots, x_n) F(\Pi_1, \Pi_2, \dots), \quad (I.8)$$

либо

$$y = \text{const} \cdot p(x_1, \dots, x_n), \quad (I.9)$$

где  $p(x)$  — степенная комбинация  $x_1^{p_1} \cdot x_2^{p_2} \cdot \dots \cdot x_n^{p_n}$ , имеющая размерность величины  $y$ .

Если возможна лишь одна такая комбинация, зависимость будет иметь вид (I.9), т. е. она будет содержать неопределенность только в виде константы. Если существует несколько степенных комбинаций  $p(x)$ , то зависимость примет вид (I.8). И хотя множество функ-

ций (I.8) значительно мощнее множества (I.9), тем не менее, в результате использования априорных сведений об изучаемой зависимости и о модели задачи зачастую удается это множество существенно уменьшить.

На практике может встретиться ситуация, когда условие (I.7) не выполняется, например, при построении формул зависимости проницаемости от геофизических характеристик горных пород. Тогда формулы связей будут содержать размерные постоянные коэффициенты. Возможны две причины присутствия в формулах связей размерных констант.

1. Возможно, что наличие в зависимостях размерных коэффициентов связано со стабильностью некоторых свойств, не включенных в набор  $\{x\}$ , но существенно влияющих на величину  $y$ . Например, при оценке проницаемости по геофизическим данным такими свойствами могут быть параметры распределения размеров пор или зерен. В этой ситуации постоянные размерные коэффициенты должны изменяться при изменении указанных свойств, и, в принципе, могут быть из формул исключены (путем учета тех или иных свойств).

2. Вполне вероятно, что размерные константы являются универсальными и необходимы для выражения исследуемой зависимости. Например, такими универсальными постоянными являются константа  $G$  в законе всемирного тяготения, постоянная Планка.

Для того, чтобы решить, какое из высказанных предложений верно, нужны специальные, в частности, петрофизические исследования.

### § 3. Точность оценок параметров по косвенным измерениям

Требования к эффективности методик классификации и к точности формул для оценки параметров по косвенным измерениям обуславливаются в основном экономическими факторами, т. е. возможными потерями или выигрышем от проведения данного комплекса косвенных измерений для решения поставленной задачи с той или иной точностью (см. часть пятую).

Рассмотрим требования к точности оценки параметра  $y$  по косвенным измерениям, определяющиеся соотношением погрешности косвенной оценки  $S_y$ , степени изменчивости параметра  $y$  и допустимой точности его оценки  $S_y^{\text{доп}}$ , зависящей от экономических факторов.

Величина допустимой погрешности может быть различной для одного и того же параметра при решении разных задач. Например, при оценке открытой пористости коллекторов  $k_{\text{п}}$  для подсчета запасов нефти бессмысленно ставить очень жесткие требования к точности, так как другие сомножители в формуле (коэффициент нефтеотдачи) определяются с большими погрешностями.

Если же пористость нужна для оценки проницаемости, то ее определение должно производиться с большой точностью. Это легко понять, имея в виду, что зависимость между проницаемостью и пористостью имеет степенной характер и показатель степени  $k_{\text{п}}$

равен  $4 \div 6$ . Следовательно, относительная погрешность оценки проницаемости будет в  $4 \div 6$  раз больше относительной ошибки определения пористости.

Для того чтобы ответить на вопрос, можно ли считать точность оценки параметра по косвенным данным удовлетворительной, необходимо помимо  $S_y$  и  $S_y^{\text{доп}}$  также знать среднее квадратическое отклонение значений  $y$  от математического ожидания  $M(y)$  в статистической выборке  $S_{y,0}$ .

Естественно, что в случае, когда  $S_{y,0} \leq S_y^{\text{доп}}$ , не имеет смысла вообще ставить задачу статистического предсказания параметра по косвенным данным, так как он может с требуемой точностью во всех случаях приравниваться к своему среднему значению.

Приведем пример. Для оценки пористости терригенных отложений месторождения Шахпахты (Восточный Устьюрт) по промыслово-геофизическим данным был подготовлен статистический материал по 50 пластам. В результате обработки этого материала выяснилось, что он подбирался тенденциозно — в выборку включались лишь довольно хорошие коллектора, т. е. пласты с пористостью 15—25%. Поэтому распределение пористости в исходной совокупности оказалось искусственно суженным и величина  $S_{k_p,0}$  составила 2,5%.

При средней величине  $k_p = 20\%$  относительная ошибка приближения  $k_p = \bar{k}_p$  в выборке равна 0,10 (средняя абсолютная ошибка при нормальном распределении ошибок  $\Delta y = 0,8S_y$ ). Такая точность вполне достаточна при подсчете запасов.

Таким образом, для того, чтобы выяснить целесообразность построения функции  $y(x)$  для оценки параметра  $y$  по косвенным измерениям, необходимо проверить выполнение следующих статистических гипотез:

$$S_y \leq S_y^{\text{доп}} \text{ и } S_y^{\text{доп}} < S_{y,0}. \quad (\text{I.10})$$

Если одно из неравенств (I.10) не выполняется, оценку параметра  $y$  по косвенным измерениям производить не следует.

#### § 4. Оценка информативности геолого-геофизических характеристик

В большинстве случаев далеко не все из рассмотренных геолого-геофизических характеристик оказываются необходимыми при построении правила классификации или формулы оценки параметра (см. части вторую, третью и четвертую). Поэтому в каждом конкретном случае представляет интерес выделить информативные и неинформативные характеристики и определить рациональный комплекс измерений.

Характеристику  $x_k$  мы будем называть информативной относительно изучаемого свойства геологического объекта, если в результате ее добавления к комплексу  $x_j, x_{j+1}, \dots, x_{k-1}, x_{k+1}, \dots, x_l$ , принадлежащему к исследуемому набору  $x_1, \dots, x_n$ , точность решения задачи при использовании фиксированного класса математических моделей (т. е. множества функций аппроксимации или множе-

ства производимых программой правил классификации) увеличивается. В противном случае характеристика  $x_k$  будет считаться неинформативной [9].

В качестве одной из мер информативности может быть использовано изменение точности или эффективности решения задачи при добавлении  $x_k$  к данному комплексу.

Введенная таким образом мера информативности обладает следующими особенностями: 1) является случайной величиной и, следовательно, зависит от особенностей выборки и, в частности, от ее объема; 2) характеризует роль  $x_k$  лишь в данном, вполне определенном комплексе параметров; 3) зависит от алгоритма; 4) не обладает аддитивностью, т. е. суммарное увеличение точности или эффективности при добавлении двух параметров к данному комплексу не будет равно сумме эффектов, обязанных добавлению к комплексу каждого из параметров порознь.

Учитывая эти особенности, нужно весьма осторожно пользоваться введенным понятием информативности на практике.

Действительно, пусть в комплексе  $x_j, \dots, x_l$  характеристика  $x_k$  оказалась неинформативной относительно изучаемого свойства  $y$  (коллекторского свойства, характера насыщения пласта и др.). Можно ли говорить о том, что параметр  $x_k$  вообще неинформативен относительно  $y$ . Конечно нет. Во-первых, могло оказаться, что  $x_k$  коррелируется с  $y$ , т. е. либо существует вероятностная связь  $y(x_k)$ , либо распределения  $x_k$  при разных значениях  $y$  в разных классах не одинаковы. Во-вторых, не исключено, что в комплексе с другими аргументами показатель  $x_k$  оказался бы информативным относительно  $y$ . В-третьих, вполне вероятно, что при использовании другого алгоритма характеристика  $x_k$  при добавлении к данному комплексу  $x_j, \dots, x_l$  позволила бы повысить точность решения задачи.

Особо следует остановиться на случае, когда при добавлении  $x_k$  к комплексу  $x_j, \dots, x_l$  вносится дезинформация, т. е. уменьшается точность решения задачи. Этот, на первый взгляд, парадоксальный результат объясняется следующими причинами.

Добавляя показатель  $x_k$  к набору  $x_j, \dots, x_l$ , мы по крайней мере, не уменьшаем количества полезной информации. В то же время из-за ограниченности выборки, увеличение числа характеристик, а следовательно, усложнение решающего правила (увеличение числа определяемых коэффициентов, количества признаков) приводит к уменьшению его надежности. В зависимости от того, какая из двух тенденций окажется сильнее, характеристика  $x_k$  может быть оценена как информативная, неинформативная и даже как вносящая дезинформацию.

Другой мерой оценки информативности отдельных показателей может служить степень участия того или иного показателя в формировании решающего правила. Такая оценка может быть произведена по частоте встречаемости показателей в конъюнкциях отобранных машиной в качестве признаков принадлежности данного объекта и тому или иному классу (см. часть четвертую, гл. I).



При геологической интерпретации результатов математической обработки геолого-геофизических данных следует учитывать оценку их информативности. Эти результаты во многих случаях не позволяют делать категоричных суждений о полезности того или иного метода и о физической природе обнаруженных эффектов, а лишь дают возможность выдвигать некоторые гипотезы (например, информативность или неинформативность какой-то характеристики  $x_k$  в рассматриваемом комплексе  $x_j, \dots, x_l$  относительно свойства  $y$  может быть объяснена). Для принятия какой-либо из выдвинутых гипотез нужны специальные (геологические, геофизические, петрофизические и др.) исследования.

Таким образом, основная цель анализа геолого-геофизических данных с помощью математических методов (в том числе и оценка информативности характеристик) понимается нами как ориентирование специальных исследований на выяснение причин (физической природы) обнаруженных закономерностей путем выдвижения некоторых предположений относительно полученных результатов.

## ЧАСТЬ ВТОРАЯ

### ЗАДАЧИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

#### *Глава I*

#### ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ СО СЛОЖНОЙ СТРУКТУРОЙ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММ РАСПОЗНАВАНИЯ

К настоящему времени программы распознавания получили широкое распространение при решении задачи выделения продуктивных пластов [9, 29, 37].

В настоящей главе рассмотрены возможности использования программ распознавания для решения более трудных задач — выделения продуктивных пластов в карбонатных отложениях и в терригенных трещиновато-кавернозных коллекторах. В связи с тем, что задачи выделения плотных пропластков в терригенных отложениях и карбонатных гранулярного типа пористости решаются современными методиками удовлетворительно, показаны результаты опробования программ распознавания лишь на этапе определения продуктивности коллекторов, выделенных интерпретатором.

Задачи выделения коллекторов и разделение пластов на продуктивные и водоносные в карбонатных отложениях, отличающихся неоднородностью коллектора по литологии, структуре порового пространства, проницаемости для существующих методик интерпретации являются несравненно более сложными, чем аналогичные задачи в терригенном разрезе. Поэтому возникает необходимость использования программ распознавания одновременно для выделения коллекторов и для оценки продуктивности выделенных коллекторов. Можно предложить несколько алгоритмов решения задачи классификации объектов. Например, в алгоритме возможна следующая постановка: на I этапе вырабатывается решающее правило для разделения продуктивных и водоносных пластов; на II этапе — для разделения продуктивных коллекторов и неколекторов; на III этапе — для разделения водоносных коллекторов и неколекторов. Окончательное решение об отнесении выделенного пласта

к продуктивным, водоносным коллекторам, либо к неколлекторам выносятся при сопоставлении результатов классификации на каждом из трех этапов. Этот способ выделения продуктивных коллекторов с помощью программы «Кора-3» описан в § 3 настоящей главы, на примере трещиновато-кавернозных карбонатных отложений.

Можно рекомендовать и такой алгоритм. На I этапе отделить множество точек, характеризующих только продуктивные пласты, на II этапе — множество точек, характеризующих водоносные пласты, на III этапе — множество точек, характеризующих сухие пласты. В результате сопоставления числа признаков продуктивных, водоносных и сухих пластов выносится суждение об отнесении предьявленного пласта к одному из трех классов. Этот алгоритм также показал хорошие результаты.

### § 1. Разделение коллекторов на продуктивные и непродуктивные в терригенных отложениях

Рассмотрим методику оценки продуктивности терригенных коллекторов со сложной структурой порового пространства на примере нижнемеловых (аптских) отложений месторождения Карабулак-Ачалуки (Грозненская область). Нефтяные залежи месторождения приурочены к пяти пачкам (I—V) коллекторов общей мощностью около 70 м. Мощность пластов-коллекторов внутри каждой пачки колеблется от 2 до 20 м.

Пачки II—V образуют залежь с предполагаемым единым водо-нефтяным контактом, имеющим сложную форму поверхности.

Испытания пластов производят одновременно по всей пачке. Вынос керна из трещинных коллекторов апта крайне низок (26% от интервала проходки). Таким образом, промыслово-геофизические методы остаются практически единственными возможными методами изучения продуктивности рассматриваемых отложений.

**Выбор исходных характеристик.** На основании распределений, построенных по всем геофизическим параметрам, входящим в обязательный комплекс геофизических исследований скважин, представляется, что задача разделения нефтеносных и водоносных пластов-коллекторов в аптских отложениях месторождения Карабулак-Ачалуки для применяющихся методик интерпретации (использующих данные какого-либо одного или двух методов) является весьма сложной.

Учитывая сложность задачи и отсутствие предварительных сведений о каком-либо параметре, в комплекс исходных данных были включены все имеющиеся показатели: 1) кажущиеся сопротивления  $\rho_k$ , измеренные против изучаемых пластов обращенными градиент-зондами размеров  $L = 0,55; 1,05; 2,37; 4,12; 8$  м и последовательным градиент-зондом  $L = 4,12$  м; 2) относительное значение амплитуды кривой метода ПС, 3) удельное сопротивление бурового раствора  $\rho_p$ ; 4) показания гамма-метода  $J_{ГМ}$ ; 5) мощность пласта  $h$ ; 6) отнесение

выделенного пласта к одной из пачек — № пачки; 7) отклонение диаметра скважины от номинального; 8) показания нейтронного гамма-метода, вычисленные в единицах

$$\eta = \frac{J_{\text{НГМ}}^{\text{пл}} - J_{\text{НГМ}}^{\text{min}}}{J_{\text{НГМ}}^{\text{max}} - J_{\text{НГМ}}^{\text{min}}},$$

где  $J_{\text{НГМ}}^{\text{min}}$  — минимальные значения показаний в альбских отложениях, а в качестве  $J_{\text{НГМ}}^{\text{max}}$  — максимальные значения в IV пачке верхнего мела.

Для обучения и распознавания нефтеносных и водоносных пластов было использовано 162 пласта-коллектора, из них 78 нефтеносных и 84 водоносных. Обучение проводилось по 36 нефтеносным и 36 водоносным пластам. Решающее правило вырабатывалось с помощью программы «Кора-3».

Результаты «экзамена» по 72 пластам оказались следующими: было получено 10 ошибок и 4 неоднозначных заключения (отказа), т. е. эффективность классификации оказалась равной 80%.

**Введение сложных параметров.** С целью повышения эффективности работы программы «Кора-3» исходное пространство параметров было расширено за счет добавления сложных параметров, являющихся, например, комбинациями из двух и более исходных геофизических показателей. Как известно, в промысловой геофизике графическое сопоставление двух-трех параметров положено в основу многих существующих в настоящее время методов классификации и является традиционным способом решения целого ряда геолого-геофизических задач. Так, например, для выделения нефтеносных пластов в карбонатных отложениях используется методика Вилли — Нечая, основанная на сопоставлении значений сопротивления пласта  $\rho_{\text{п}}$  и показаний нейтронного гамма-метода [14, 21].

Поиск сложных параметров производится на основании уже существующих в промысловой геофизике теоретических и эмпирических представлений о взаимосвязи геофизических показателей с характером насыщения пласта и его коллекторскими свойствами [5]. В качестве сложных параметров отбираются лишь те комбинации из двух-трех исходных характеристик, которые позволяют отделить продуктивные пласты от непродуктивных лучше (с меньшим числом ошибок), чем каждый из составляющих в отдельности.

Для решения задачи выделения продуктивных пластов в аптских отложениях были рассмотрены многочисленные комбинации, разумные с точки зрения априорных знаний:  $\rho_{\text{к}}$  и  $J_{\text{НГМ}}$ ;  $\rho_{\text{к}}^{0,55}$  и  $\rho_{\text{к}}^8$ ;  $\Delta U_{\text{сп}}$  и  $J_{\text{НГМ}}$ ; ( $\rho_{\text{к}}^{0,55} - \rho_{\text{к}}^{1,05}$ );  $\rho_{\text{к}}^8$  и ( $\rho_{\text{к}}^{0,55}$  и  $\rho_{\text{к}}^8$ ) и др.

В качестве сложных параметров были отобраны лишь два: 1) разность  $\Delta \rho_{\text{к}} = \rho_{\text{к}}^{0,55} - \rho_{\text{к}}^{1,05}$ ; 2) графическое сопоставление показаний  $\rho_{\text{к}}^8$  и  $\Delta \rho_{\text{к}}$ .

Второй сложный параметр условно назван «№ зоны». Он был выбран с учетом того, что характер кривых БЭЗ для продуктивных и водоносных пластов в терригенных отложениях в большинстве

случаев различен. Так как довольно часто продуктивные пласты характеризуются двуслойной, а водоносные — трехслойной кривой БЭЗ с повышающим проникновением, можно было ожидать, что при одном и том же сопротивлении большого зонда БЭЗ левая ветвь кривой против водоносного пласта в большинстве случаев будет более крутой, чем против продуктивного пласта.

Правильность сделанного предположения подтверждается различным расположением точек, соответствующих нефтеносным и водо-

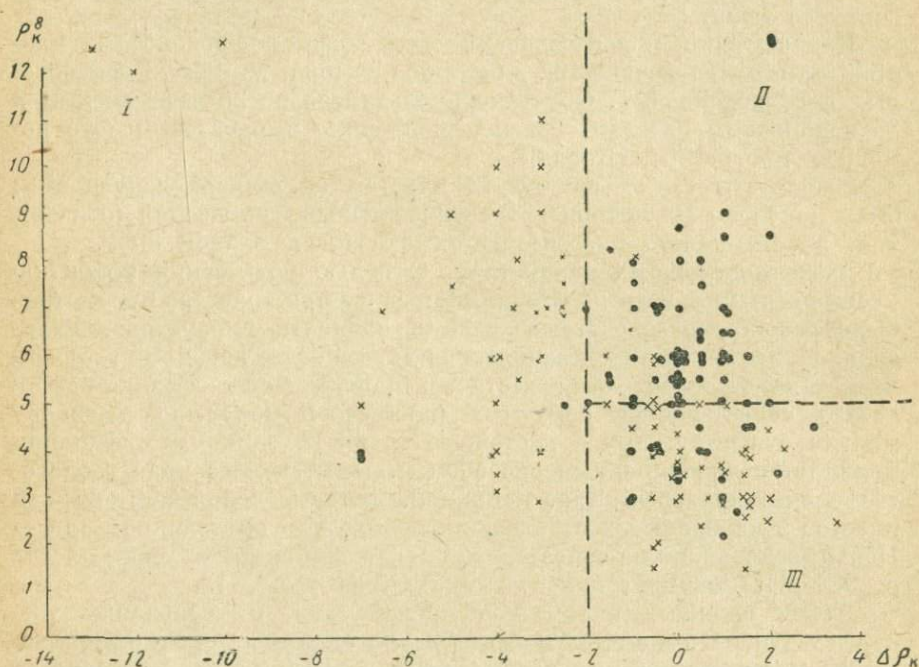


Рис. 4. Распределение сложного параметра «№ зоны» для нефтеносных (кружки) и водоносных (крестики) пластов.

носным пластам в выделенных зонах I, II, III на плоскости  $x = \Delta\rho_K$ ;  $y = \rho_K^8$  (рис. 4).

Введение в исходное пространство отобранных сложных параметров повысило эффективность работы программы «Кора-3»: число ошибок сократилось вдвое, с 20 до 10%.

Способ поиска сложных параметров, основанный на априорных представлениях об объекте, не является единственным [5]. Так как программа «Кора-3» позволяет произвести перебор всех возможных комбинаций из двух и трех параметров и отобрать среди них лишь наиболее информативные, то можно, проанализировав отобранные признаки, выяснить, какие из исходных параметров встречаются

№ варианта задачи	Параметры, исключенные из исходного комплекса	Число ошибок и отказов на «экзамене»	Эффективность, %
1	—	6; 1	90,3
2	«№ зоны»	7; 2	87,5
3	$\Delta\rho_K$	7; 1	89,5
4	$\Delta\rho_K, \rho_K^8, \rho_K^{1,05}$	7; 4	84,5
5	$\Delta\rho_K, \rho_K^8$ , «№ зоны»	10; 4	80,5
6	$\Delta\rho_K, J_{ГМ}, J_{НГМ}$	8; 4	83,3
7	$\Delta\rho_K, \rho_K^{4\text{посл}}$	10; 1	84,5
8	$\Delta\rho_K, \rho_K^{4\text{обр}}$	7; 2	87,5
9	$\Delta\rho_K$ , № пачки	8; 3	84,5
10	$\Delta\rho_K$ , «№ зоны»	10; 3	81,8

совместно в этих признаках наиболее часто. Это будет второй способ поиска сложных параметров.

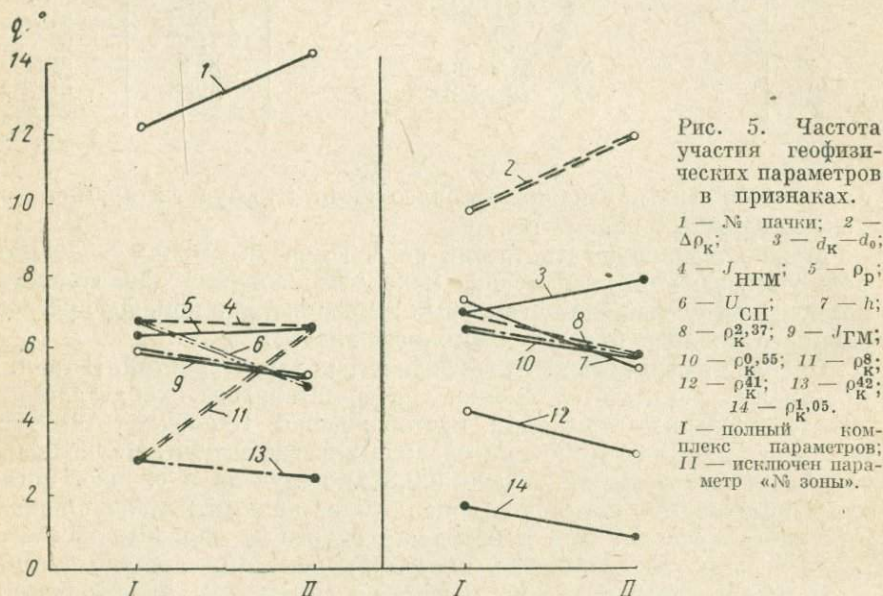
Можно рекомендовать третий способ поиска сложных параметров, учитывающий взаимосвязи между несколькими характеристиками, — исследование многомерных зависимостей с помощью регрессионного анализа (см. § 6 настоящей главы).

**Оценка информативности геофизических характеристик.** В табл. 1 приведены результаты оценки информативности характеристик пластов аптских отложений месторождения Карабулак-Ачалуки, используемых для построения правила классификации. Наибольшая эффективность решения задачи (90,3%) получена в случае, когда для формирования признаков используется полный комплекс исходных характеристик. При исключении одного из сложных параметров «№ зоны» эффективность классификации снижается до 87,5%.

Некоторое представление о том, за счет каких характеристик восполняется информация, содержащаяся в параметре «№ зоны» при его исключении из комплекса, можно получить на основании графика изменения частот участия геофизических характеристик в отбираемых с помощью программы «Кора-3» признаках. Однако следует сразу же предостеречь от категоричных и однозначных выводов, которые делаются в результате изучения таких графиков. Изменение частоты участия характеристик в признаках при исключении из комплекса одной из них может быть вызвано различными причинами: восполнением информации, содержащейся в исключенной характеристике; появлением новых признаков, которые при полном комплексе характеристик не отбирались из-за их эквивалентности отобраным признакам. Поэтому, анализируя графики изменения частот участия характеристик в признаках, можно лишь делать предположения о причинах этих изменений. Для однозначного выбора одной из причин необходимы либо специальные (геофизические, петрофизические) исследования, либо многократные

наблюдения одних и тех же закономерностей в различных экспериментах.

На рис. 5 приведены графики изменения частоты участия геофизических параметров, когда из комплекса характеристик исключен сложный параметр «№ зоны». Из рис. 5 видно, что, во-первых, увеличивается частота участия в признаках характеристик  $\rho_K^8$  и  $\Delta\rho_K$ , из которых был составлен сложный параметр «№ зоны». Во-вторых, при анализе признаков, отобранных с помощью программы «Кора-3», было установлено, что во многих из них два разряда из трех соответствуют параметрам  $\rho_K^8$  и  $\Delta\rho_K$ . Однако это еще не позволяет сделать



вывод о том, что информация, теряющаяся при извлечении из комплекса параметра «№ зоны» компенсируется  $\rho_K^8$  и  $\Delta\rho_K$ .

Но если вспомнить, что до включения обоих сложных параметров в комплекс эффективность классификации составила 80%, то можно с большой вероятностью утверждать, что информация о сложном параметре «№ зоны» в значительной степени извлекается с помощью программы «Кора-3» из  $\rho_K^8$  и  $\Delta\rho_K$ .

В то же время из табл. 1 следует, что параметр «№ зоны» и характеристики  $\rho_K^8$  и  $\Delta\rho_K$  не могут полностью заменить друг друга в исходном комплексе. Действительно, когда все они отсутствуют в наборе характеристик, эффективность классификации равна 80%, а когда все они присутствуют, эффективность составляет 90,3%. Если из комплекса исключен параметр  $\Delta\rho_K$ , эффективность снижается до 89%. В случае же, когда помимо  $\Delta\rho_K$  из комплекса исключается характеристика  $\rho_K^8$ , эффективность классификации равна 84,5%.

Таким образом при разработке решающего правила с помощью программы «Кора-3» целесообразно использовать в комплексе исходных характеристик все три показателя:  $\rho_k^8$ ;  $\Delta\rho_k$  и параметр «№ зоны».

Приведенный пример, во-первых, иллюстрирует свойство неаддитивности введенной меры информативности и, во-вторых, интересен тем, что указывает на возможность выбора сложных параметров путем анализа признаков, образующих правило классификации. Действительно, при исключении из комплекса параметра «№ зоны» в отобранных признаках очень часто встречается именно сочетание  $\rho_k^8$ ;  $\Delta\rho_k$ , представляющее собой не что иное, как параметр «№ зоны».

Различие взаимосвязи между показаниями  $\rho_k^8$  и  $\Delta\rho_k$  для водоносных и продуктивных пластов, установленное на основе априорных знаний о терригенных коллекторах, подтверждается и результатами программы «Кора-3».

Проанализируем варианты 6—10 (табл. 1), в которых помимо  $\Delta\rho_k$  исключаются и другие характеристики. Сравним полученные оценки эффективности с оценкой эффективности варианта 3. Наиболее информативным оказывается параметр «№ зоны». За ним по величине информативности следуют методы ГМ и НГМ. При исключении их из комплекса увеличивается частота встречаемости в признаках параметров СП и  $h$ . Можно предположить, что это происходит потому, что параметры СП и  $h$  довольно интенсивно коррелируются со свойствами горных пород, оказывающими существенное влияние на показания методов ГМ и НГМ (пористость, глинистость).

Эффективность решения задачи классификации оказывается одинаковой (84,5%) в 4, 7 и 9 вариантах.

Информативность четырехметрового обращенного градиент-зонда несколько меньше информативности последовательного четырехметрового градиент-зонда. Эффективность классификации в случае исключения из исходного комплекса параметра  $\rho_k^{4обр}$ , уменьшается до 87,5%, а при исключении  $\rho_k^{4осл}$  до 84,5%. Этот факт интересен в практическом отношении потому, что комплект зондов БЭЗ, которыми проводятся исследования скважин на месторождении Карабулак-Ачалуки состоит из пяти обращенных градиент-зондов и только одного последовательного.

## § 2. Оценка продуктивности карбонатных отложений

Задачи выделения коллекторов и разделения пластов по характеру насыщения в карбонатном разрезе для существующих методик интерпретации геофизических данных являются несравненно более сложными, чем аналогичная задача в терригенном разрезе. Трудности в решении задачи по выделению карбонатных коллекторов и оценке характера их насыщения общеизвестны. В отличие от терригенных отложений карбонатные пласты характеризуются значительно большей неоднородностью коллекторов по литологии, пористости, структуре порового пространства, глинистости, количеству связанной воды, проницаемости. Большинство исследователей выделяют до



четырёх типов коллекторов по пористости: гранулярный, трещиновато-гранулярный, кавернозный, смешанный. Кроме того, наличие глубокой фильтрации бурового раствора в пласт чаще всего исключает возможность исследования неизменной части пласта промыслово-геофизическими методами.

**Разделение нефтеносных и водоносных пластов-коллекторов в гранулярных карбонатных коллекторах.** Задача выделения продуктивных коллекторов в карбонатных отложениях наиболее просто решается традиционными методами в случае гранулярного типа пор. Тем не менее эффективность ее решения далеко не всегда удовлетворяет практическим требованиям. Одним из представителей гранулярно-карбонатных отложений являются коллекторы турнейского возраста Красноярского месторождения Оренбургской области. Именно на этом объекте впервые были опробованы программы распознавания для решения задачи разделения пластов на нефтеносные и водоносные.

Для построения правила классификации с помощью программы «Кора-3» использовано 22 нефтеносных и 23 водоносных пласта.

В комплект исходных характеристик включены: кажущиеся сопротивления, измеренные против исследуемых пластов градиент-зондами размерами 0,45, 2,25 и 4,25 м и потенциал-зондом размером 0,75 м; относительная аномалия кривой СП —  $\Delta U_{\text{СП}} / \Delta U_{\text{СП}}^{\text{max}}$  ( $\Delta U_{\text{СП}}^{\text{max}}$  — максимальная аномалия кривой СП, отсчитанная от «линии глин»;  $\Delta U_{\text{СП}}$  — аномалия кривой, отсчитанная таким же образом против изучаемого пласта); диаметр скважины; сопротивление бурового раствора; показания нейтронного гамма-метода; мощность пласта; кажущееся сопротивление вмещающих пород, измеренное потенциал-зондом  $AM = 0,75$  м.

Известно, что все геофизические характеристики пласта значительно изменяются в зависимости от времени, прошедшего с момента вскрытия пласта до проведения геофизических исследований. Поэтому в комплекс был включен параметр  $t$ , определенный числом дней, прошедших от момента вскрытия пласта до его исследования геофизическими методами.

Построенное правило классификации проверялось на 56 нефтеносных и 41 водоносном пластах. Из них 10 пластов принадлежат турнейским отложениям Заглядинской площади, соседней с Красноярской. На этом материале геофизиками было сделано два ошибочных и 17 неопределенных заключений.

В результате «экзамена» с помощью программы «Кора-3» получено два заключения, противоречащих результатам опробования — две ошибки. Кроме того, сделано еще две ошибки, легко устранимых интерпретатором, учитывающим тот факт, что массивная залежь, приуроченная к турнейским отложениям, имеет единый водо-нефтяной контакт.

**Разделение нефтеносных и водоносных пластов-коллекторов в гранулярно-кавернозных карбонатных коллекторах.** Башкирские отло-

жения Осинского месторождения Пермской области относятся к градулярно-кавернозным карбонатным коллекторам. Они представлены мелкозернистыми, пористыми известняками и доломитами. Коэффициент пористости по керновым данным изменяется от 0,6 до 24%. По представлениям геологов эти отложения местами кавернозные и трещиноваты. Большие колебания дебитов по скважинам (от 2 до 50 м в сутки) также свидетельствуют о неоднородности этих коллекторов. До применения программ распознавания заключения по геофизическим исследованиям этих отложений практически не выдавались.

Для решения задачи разделения нефтеносных и водоносных пластов-коллекторов по данным комплекса геофизических методов с помощью программы распознавания «Кора-3» были использованы следующие геофизические характеристики: кажущиеся сопротивления, измеренные против изучаемых пластов градиент-зондами размером 4,25; 2,25; 1,05; 0,55 м; микроградиент и микропотенциал-зондами; относительная аномалия кривой СП; показания НГМ; диаметр скважин  $d_c$ ; сопротивление бурового раствора  $\rho_p$  и мощность пласта  $h$ .

Выборка «обучения» составлена из 22 нефтеносных и 22 водоносных пластов. Проверка правила классификации проводилась на контрольной выборке, состоящей из 98 нефтеносных и 59 водоносных пластов. В результате «экзамена» получено 6 ошибочных заключений, из них 5 можно исключить, учитывая массивный характер залежи.

**Одновременное выделение коллекторов и разделение их по характеру насыщения в карбонатных отложениях с помощью распознавания.** Задача решалась с помощью программы «Кора-3» на примерах верхнемеловых отложений месторождения Карабулак-Ачалуки и юрских отложений месторождения Адамташ Узбекской ССР.

*Верхнемеловые отложения месторождений Карабулак-Ачалуки.* Эти отложения относятся к кавернозно-трещиноватому типу известняков и отличаются исключительно резкой неоднородностью по литологии, первичной и вторичной пористости, структуре порового пространства, проницаемости, неравномерному распределению глинистого материала.

На основании промыслово-геофизических данных в верхнемеловых отложениях выделены шесть пачек (I—VI). Основными объектами эксплуатации являются II и VI пачки. Опробование пластов в скважинах на месторождении производилось не поинтервально, а целыми пачками пластов. А так как критерием достоверного отношения пластов к нефтеносным или водоносным в данном случае являются результаты поинтервального опробования пластов, мы не имеем возможности выбрать для обучения пласты достоверно нефтеносные и пласты достоверно водоносные. Лишь в случае, когда пачка пластов при опробовании не дала никакого притока жидкости, можно утверждать, что каждый из пластов в этой пачке и при поинтервальном их опробовании не даст притока жидкости. В связи с этим отпадает возможность общепринятой в геофизике постановки

задачи: отделить пласты, давшие приток нефти, от пластов, давших приток воды.

**Выделение коллекторов.** Задача может быть сформулирована следующим образом: отделить пласты, отдающие нефть или ничего не отдающие при опробовании, от пластов, отдающих воду или также ничего не отдающих. Иными словами — отделить пласты из пачек, давших нефть (I класс), от пластов из пачек, давших воду (II класс). В I и II классы включены пласты, выделенные по всем пачкам (I—VI) верхнемеловых отложений. Так в I класс включены 149 пластов, выделенных в пачках, давших при опробовании нефть, а во II класс — 146 пластов, выделенных в пачках, давших при опробовании воду.

В исходный комплекс характеристик включены показания градиент-зондов, имеющих  $AO = 1,05, 2,37, 4,12$  м (последовательный и обращенный зонды) и  $8,2$  м; относительная аномалия кривой СП, показания нейтронного гамма-метода, мощность пластов; отклонение диаметра скважины против пласта от номинального; параметр  $\Delta\rho_k = \rho_k^{1,05} - \rho_k^{0,55}$ .

«Обучение» проводилось по 45 пластам I и II классов. Для экзамена предъявлено 205 пластов. В 60 случаях получены ошибочные заключения, в 6 случаях — «отказы». Таким образом, эффективность решения этой задачи оказалась крайне низкой — 68% и естественно, что подобный результат не мог считаться удовлетворительным. По-видимому, одной из главных причин столь низкой эффективности решения задачи является присутствие в I и II классах неколлекторов — сухих пластов, которые при их поинтервальном опробовании не дали бы никакого притока жидкости.

Следовательно, успешное решение задачи разделения нефтеносных и водоносных пластов возможно только после того, как из пачек пластов, давших нефть или воду, будут исключены пласты неколлекторы. Выделение в разрезе верхнемеловых отложений коллекторов и неколлекторов с помощью программы «Кора-3» производилось последовательно, в несколько этапов.

Вначале в I класс неколлекторов были включены все пласты из пачек, не давших притока жидкости ни при двух, ни при трех кратных солянокислотных обработках. Во II класс вошли все пласты из пачек, давших при испытании приток жидкости (нефть или воду).

Выборка обучения состояла из 29 объектов I класса и 30 объектов II класса. Экзаменационная выборка включала 265 пластов II класса и 19 пластов I класса.

Так как достоверные сведения об отнесении объектов к одному из классов имелись только в отношении неколлекторов, были выдвинуты следующие требования к строящемуся правилу классификации: 1) минимум ошибок в классе неколлекторов, 2) отсутствие пачек, давших приток жидкости, в которых в результате классификации все пласты будут отнесены к неколлекторам.

При проверке построенного правила на экзаменационной выборке, состоящей из 18 неколлекторов, 10 определены правильно,

а 8 ошибочно отнесены ко II классу. Далее с целью очистки II класса от неколлекторов заново сформирована выборка обучения из пластов экзаменационной выборки, которые на первом этапе отнесены к этому классу. Новое правило классификации оказалось эффективнее первого: из 18 неколлекторов ко II классу отнесено 5 пластов.

Процедура очистки II класса повторялась несколько раз. На пятом этапе получен минимум ошибок в классе неколлекторов и, кроме того, не оказалось ни одной пачки, давшей приток жидкости, в которой бы все пласты были отнесены к неколлекторам. При проверке построенного правила классификации на экзаменационном материале в I классе получена одна ошибка и два неопределенных заключения. Из 265 пластов, выделенных в водоносных и нефтеносных пачках, к неколлекторам отнесено 106 пластов, к коллекторам 159 (35 нефтеносных и 75 водоносных). При решении задачи выделения в разрезе коллекторов и неколлекторов получены вполне удовлетворительные результаты.

Разделение коллекторов на нефтеносные и водоносные. После того, как с помощью программы «Кора-3» были выделены коллекторы, оказалось возможным на следующем этапе сформулировать задачу следующим образом: отделить нефтеносные коллекторы (I класс) от водоносных коллекторов (II класс). Единственным критерием оценки эффективности программы при решении этой задачи является число ошибочных заключений об отнесении пачки пластов к нефтеносной или водоносной.

Так как отнесение пластов к нефтеносной или водоносной пачкам производится на основании результатов «голосования» по каждому пласту, то эффективность классификации при решении данной задачи оценивается по числу правильно указанных нефтеносных и водоносных коллекторов.

Исходные геофизические характеристики те же, что при решении задачи выделения коллекторов.

«Обучение» проводилось по 36 объектам каждого класса. В результате проверки построенного с помощью программы «Кора-3» правила классификации на 91 пласте получено 28% ошибочных заключений.

Для повышения эффективности решения задачи был введен параметр «№ зоны» и выделено на плоскости  $x = \Delta\rho_k$ ,  $y = \rho_k^s$  четыре зоны. Введение этого параметра в комплекс позволило повысить эффективность классификации до 82%. Если к тому же учесть массивный характер залежи, то эффективность составит 87%.

Таким образом, при решении задачи классификации верхнемеловых карбонатных отложений месторождения Карабулак-Ачалуки из-за отсутствия данных опробования отдельных пластов классы пород были выделены не совсем «чисто». Поэтому по полученным результатам нельзя однозначно говорить об эффективности программ распознавания. Нужно было решить аналогичную задачу в условиях, когда принадлежность каждого объекта статистической

выборки к одному из классов была подтверждена результатами опробования.

*Верхнеюрские карбонатные отложения месторождения Адамташ (Узбекской ССР).* Изучались карбонатные отложения XV, XVa и XVI горизонтов верхней юры.

Отложения XVI горизонта представлены литологически неоднородной, в различной степени заглинизированной карбонатной толщей, а XV и XVa горизонтов — мощной толщей ангидрита с прослоями доломита и известняков. Среди коллекторов верхнеюрских отложений выделяются гранулярные, кавернозные, трещиноватые и кавернозно-трещиноватые типы.

При решении задачи классификации этих отложений на газоносные, водоносные и сухие как задачи распознавания использованы геофизические характеристики 126 газоносных, 140 водоносных и 85 сухих пластов. Причем в отличие от рассмотренной выше задачи для каждого пласта характер насыщения либо отсутствие притока были однозначно установлены опробованием.

Задача классификации решалась с помощью программы «Кора-3» и была разбита на следующие три частные задачи разделения пластов: а) газоносные и сухие, б) газоносные и водоносные, в) водоносные и сухие. В выборку обучения каждого класса входило по 45 пластов. Эффективность решения этих задач оказалась равной соответственно 99, 97, 92%.

Применяя последовательно правила классификации, полученные при решении частных задач, оказалось возможным решить общую задачу выделения коллекторов и оценки характера их насыщения с эффективностью 95%.

Таким образом, задачи классификации карбонатных отложений месторождения Адамташ показано, что как выделение коллекторов, так и разделение их по характеру насыщения может производиться с помощью программ распознавания с высокой эффективностью.

### § 3. Разделение горных пород более чем на два класса

Все рассмотренные выше задачи классификации решались как задачи отнесения объекта к одному из двух классов: коллектор — неколлектор, продуктивный — водоносный. В то же время перед промыслово-геофизическими исследованиями возникают задачи классификации, когда число классов больше двух ( $K > 2$ ): разделение пород по литологии, выделение в каждом литологическом типе сухих пластов, а также продуктивных и водоносных пластов, разделение продуктивных горизонтов на газоносные и нефтеносные.

Представляет интерес объединить хотя бы часть указанных задач в одну задачу классификации. Такое объединение позволит упростить постановку задачи, метод ее решения и, по-видимому, повысить эффективность классификации.

Рассмотрим два примера решения таких задач классификации с помощью программы «Сфера»: а) для отложений верхнего и сред-

него девона Туймазинского месторождения и б) для карбонатной толщи Припятской впадины Белорусской ССР, а также возможность изучения характера ошибок классификации (какой класс ошибочно называется и с какой вероятностью) при анализе эффективности правила классификации.

**Классификация отложений верхнего и среднего девона Туймазинского месторождения.** Продуктивная часть Туймазинского месторождения представлена песчано-глинистыми отложениями с прослоями известняков. Коллекторами являются мелкозернистые песчаники и алевролиты, разделенные аргиллитовыми и аргиллито-алевролитовыми прослоями. Для решения задачи необходимо было сформировать выборку пластов с известной принадлежностью к классу пород. На первом этапе было выделено четыре класса пород: песчаник нефтеносный, песчаник водоносный, известняк плотный, аргиллит.

Принадлежность к классам пород определялась исходя из всего комплекса геолого-геофизических данных (керн, грунты, ВНК, промышленные данные и др.). Характер насыщенности песчаников определялся по результатам опробования. В группу водоносных были дополнительно включены пласты из законтурных скважин.

Всего отобрано 102 нефтяных, 90 водоносных песчаников, 24 пласта известняка и 48 пластов аргиллита. Пласты охарактеризованы двенадцатью геофизическими параметрами: отклонение диаметра скважин от номинального; кажущееся сопротивление стандартного потенциал-зонда и трех градиент-зондов с  $L = 0,45; 2,25$  и  $4,25$  м; сопротивление бурового раствора; относительная аномалия СП; отношение кажущихся сопротивлений микропотенциал и микроградиент-зондов; показания микроградиент-зонда, показания гамма и нейтронного гамма-методов; мощность пластов.

Для обучения было использовано по 40 нефтеносных и водоносных пластов песчаника, 10 пластов известняка и 20 пластов аргиллита. Проверка эффективности классификации производилась на всех остальных пластах.

По полученным данным строилась матрица ошибок (см. часть V). Результаты расчета матрицы ошибок  $\{P(y_j | x_i)\}$  приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты классификации	Классы пород ( $K = 4$ )			
	Нефть	Вода	Известняк	Аргиллит
Нефть	0,92	0,08	0,33	0
Вода	0	0,90	0	0
Известняк	0,05	0	0,67	0
Аргиллит	0,02	0	0	1
Отказ	0,01	0,02	0	0

Матрица показывает, что классификация аргиллитов происходит безошибочно, нефтеносные песчаники правильно узнаются в 92% случаев, водоносные — в 90%, известняки — в 67%. Ошибки классификации в основном приурочены к «ложной тревоге», т. е. когда непродуктивные пласты классифицируются как продуктивные. Немного меньше ошибки «пропуска цели», т. е. когда продуктивные пласты классифицируются как непродуктивные.

Для расчета вероятности общей ошибки классификации  $P_k$  необходимо кроме матрицы ошибок задать априорные вероятности встречи породы данного класса в исследуемом интервале. Оценочные значения априорных вероятностей могут быть получены как отношение суммарной мощности пород данного класса к общей мощности продуктивного интервала. В результате получились такие значения вероятности встречи:  $P_1 = 0,1$  — нефтеносного песчаника,  $P_2 = 0,27$  — водоносного песчаника,  $P_3 = 0,15$  — известняка,  $P_4 = 0,55$  — аргиллита. Эти цифры удовлетворительно согласуются с геологическими данными.

По полученным значениям априорных вероятностей и матрицы ошибок вероятность ошибочной классификации  $P_k$  может быть рассчитана по формуле

$$P_k = \sum_{i=1}^4 P(x_i) \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^4 P(y_j/x_i).$$

Значение  $P_k = 0,04$ , т. е. в 4% случаев пласт называется неверно, либо неопределенно (отказ).

**Классификация карбонатных отложений Припятской впадины.** Карбонатная толща межсолевых отложений задоноелецкого горизонта фаменского яруса Припятской впадины (Белорусская ССР) представлена массивными известняками, нередко переходящими в мергели и глины. Подсолевые отложения семилукско-петинского горизонта франского яруса представлены массивными в различной степени глинистыми известняками и доломитами. Коллекторские свойства обусловлены наличием межзерновых пустот, трещиноватости и кавернозности.

Опробование карбонатных пород производилось в процессе бурения пачками мощностью 50—200 м, путем перфорации обсаженной скважины в интервале 10—30 м или открытым забоем. Судить о характере отдачи каждого сравнительно однородного интервала карбонатных пород при отсутствии замера дебитометром затруднительно. Можно только утверждать, что при качественном опробовании: 1) в нефтеносной пачке содержится по крайней мере один нефтеотдающий пласт и отсутствуют водоносные интервалы; 2) в водоносной пачке содержится не менее одного водоносного пласта и нет ни одного нефтеносного; 3) в случае отсутствия притока пачка состоит из неотдающих пластов (неколлекторов).

Таким образом, на основе результатов испытаний существует принципиальная возможность разделения карбонатных пород на

три класса: нефтеносный, водоносный, сухой ( $K = 3$ ). Основная трудность решения этой задачи заключается в подборе совокупности объектов обучения.

Выше на примере задачи выделения коллекторов в карбонатном разрезе месторождения Карабулак-Ачалуки был рассмотрен один из возможных способов подбора материала обучения.

Здесь рассматривается несколько иной подход к решению этой проблемы. Была сформирована выборка, состоящая из девяти нефтеносных, двух водоносных и семи неотдающих пачек из пятнадцати скважин. Опробованные интервалы разбивались на однородные по геофизическим характеристикам пласты. Каждый пласт был охарактеризован двенадцатью геофизическими параметрами: показателями бокового метода и пяти зондов БЭЗ; удельным сопротивлением бурового раствора; отклонением диаметра скважины от номинального; показанием микропотенциал-зонда; приращением на диаграммах микрозондов; относительными аномалиями на кривых ГМ и НГМ.

Существует, по крайней мере, три способа формирования совокупности обучения. Первый способ основан на том, что в неотдающей пачке все пласты сухие. Однако, с учетом того, что в условиях Припятской впадины заключение об отсутствии притока не всегда надежно, был произведен предварительный выбор пластов из сухих пачек. Для этого «обучение» производилось по одному V классу (в режиме отсутствия альтернативы)<sup>1</sup> на тех неотдающих пачках, отсутствие притока в которых согласуется со всем комплексом геолого-геофизических данных. В результате из других пачек были выбраны «похожие» пласты; из этих пластов сформирован класс неотдающих пластов (76 объектов).

После обучения на неотдающих пластах, были выбраны из отдающих пачек «непохожие» на неотдающие, т. е. нефтеносные пласты в нефтеотдающих пачках и водоносные в водоотдающих пачках. Из этих пластов был сформулирован класс нефтеносных (42 объекта) и водоносных (11 объектов) пластов для обучения.

Расчет матрицы ошибок показал, что представительность коллекторов в полученной выборке неудовлетворительная. Поэтому был использован второй способ формирования выборки, исходящий из знания нескольких (хотя бы одного) явно нефтеносных и водоносных пластов на основе анализа всей доступной геолого-геофизической информации.

В результате «обучения» на двух классах приведена классификация пластов из пачек и выбраны не похожие на них пласты, взятые за сухие. В этом случае матрица ошибок показала плохую представительность неколлекторов. Поэтому в третьем способе были использованы пласты-неколлекторы, выбранные по первому способу и

---

<sup>1</sup> Смысл обучения по одному классу состоит в построении гиперсфер вокруг каждого объекта, не содержащих других объектов данного класса (см. часть первую).



Результаты классификации	Классы пород, $K=3$		
	Нефть	Вода	Сухой пласт
Нефть	0,94	0,05	0,03
Вода	0,03	0,95	0
Сухой пласт	0	0	0,97
Отказ	0,03	0	0

отдающие пласты, полученные по второму способу, что значительно улучшило качество классификации. При составлении матрицы ошибок за ошибку принималось наличие водоносного пласта в нефтеносной пачке, нефтеносного пласта в сухой пачке. Матрицы ошибок даны в табл. 3.

Ошибка классификации  $P_k$  составляет 4%. Приведенные в табл. 3 оценки вероятностей ошибок систематически занижены вследствие определения ошибок по результатам опробования пачек, а не пластов.

При анализе информативности характеристик комплекса была установлена высокая информативность данных радиометрии. В результате исключения их из комплекса ошибка классификации увеличилась до 22%.

Матрица ошибок для комплекса без методов радиометрии приведена в табл. 4.

Таблица 4

Результаты классификации	Классы пород, $K=3$		
	Нефть	Вода	Сухой пласт
Нефть	0,80	0,26	0,16
Вода	0,06	0,53	0
Сухой пласт	0	0	0,84
Отказ	0,14	0,21	0

#### § 4. Разделение пластов на газоносные, нефтеносные и водоносные по данным газометрии скважин

Газометрические исследования скважин, как известно, проводятся с целью выделения продуктивных пластов [64]. Однако методика интерпретации данных газометрии весьма несовершенна. Решение о продуктивности пласта принимается на основе некоторых качественных признаков: повышенное содержание легких углеводородов — признак газоносного пласта, повышенное содержание тяже-

Параметр	Интервал значений параметра	Газоносные пласты		Нефтеносные пласты		Водоносные пласты	
		Число пластов	Частота встречаемости	Число пластов	Частота встречаемости	Число пластов	Частота встречаемости
$x_1$ , см <sup>3</sup>	0—20	48	0,37	50	0,51	77	0,39
	20—40	34	0,20	34	0,30	95	0,48
	40	61	0,43	13	0,19	25	0,13
$x_3$ , %	0—0,001	71	0,51	64	0,96	132	0,67
	0,001—1	67	0,48	3	0,04	43	0,22
	1,0	1	0,01	0	0	21	0,11
$x_2$ , %	0—0,1	20	0,15	5	0,08	102	0,50
	0,1—1	86	0,64	35	0,52	75	0,37
	1,0	29	0,21	27	0,40	27	0,13
$x_4$ , %	0—0,01	70	0,51	30	0,42	113	0,58
	0,01—0,1	49	0,36	15	0,22	63	0,32
	0,1	19	0,13	24	0,36	20	0,10
$x_5$ , %	0—0,001	77	0,54	7	0,10	83	0,42
	0,001—1	66	0,46	42	0,63	111	0,57
	1	0	0	18	0,27	2	0,01

углеводородов — признак нефтеносного пласта. Либо рассчитывается так называемый «коэффициент кажущегося насыщения». В обоих случаях эффективность заключений о характере насыщения пластов оказывается довольно невысокой и это в большой степени обесценивает данные газометрии.

Рассмотрим результаты решения задачи разделения пластов по данным газометрии скважин на газоносные, водоносные и нефтеносные статистическими методами.

Экспериментальный материал для решения задачи был подготовлен в Андижанской промыслово-геофизической экспедиции (Узбекской ССР) и состоял из данных газометрии для 400 двухметровых интервалов опробования следующих месторождений Ферганской нефтегазосной области: Восточный Избаскент, Северный Сох, Канибадам, Рават, Паланташ, Кызыл-Алма, Алаш-Сай, Кушан. Каждый интервал характеризовался следующими показателями:  $x_1$  — объем газовоздушной смеси после термовакuumной дегазации 0,5 л бурового раствора в см<sup>3</sup>;  $x_2 - x_9$  — содержание соответственно  $H_2$ ;  $CH_4$ ;  $C_2H_6$ ;  $C_3H_8$ ;  $C_4H_{10}$ ;  $C_5H_{12}$ ;  $C_6H_{14}$ ;  $C_7H_{16}$  в % от  $x_1$ ;  $x_{10}$  — номинальный диаметр скважины в см;  $x_{11}$  — объем бурового

раствора, проциркулировавшего за время бурения интервала опробования, в  $\text{м}^3$ ;  $x_{12}$  — давление столба бурового раствора на уровне исследуемого интервала в  $\text{кг/см}^2$ .

Для построения правила классификации был использован алгоритм «Перебор», так как в результате статистической обработки экспериментального материала обнаружилось, что по ряду признаков рассматриваемая задача относится ко второму крайнему случаю (см. часть первую, гл. I) задачи классификации. Напомним, что для него характерны: а) сильная зависимость параметров и б) сложная структура множеств точек каждого класса (причудливые, переплетающиеся поверхности, нити и т. д.).

Предположение о сложной структуре множеств в пространстве параметров в какой-то степени обосновывается табл. 5, где приведены распределения некоторых параметров газометрии. Как видно из таблицы, распределения параметров для разных классов сильно пересекаются.

Еще одним доводом в пользу высказанных предположений можно считать неэффективность программы «Кора-3» при решении задачи разделения пластов по комплексу характеристик  $(\vec{x})$ . Практически во всех частных задачах разделения пластов на два класса эффективность классификации не превышала 70%.

Для построения правила классификации было подобрано случайным образом шесть статистических выборок: обучающая «газовая» — 68 газоносных интервалов опробования; экзаменационная «газовая» — 69 газоносных интервалов; обучающая и экзаменационная выборки «водяная» — соответственно 68 и 96 водоносных интервалов; обучающая и экзаменационная выборки «нефтяные» — соответственно 43 и 24 нефтеносных интервала.

На обучающих выборках каждого класса строились формулы связей между показателями газометрии. В отличие от задач косвенной оценки функция каждой зависимости  $y$  выбиралась с таким расчетом, чтобы распределения погрешностей  $\Delta y_j = y_{j \text{ факт}} - y_{j \text{ выч}}$  для объектов «своего» класса и двух других классов на обучающих выборках максимально отличались друг от друга (табл. 6).

Для каждой зависимости выбирался порог  $\varepsilon$  так, чтобы условию  $|y_{j \text{ факт}} - y_{j \text{ выч}}| \leq \varepsilon$  удовлетворяло максимальное число пластов «своего» класса и не удовлетворяло максимальное количество интервалов опробования двух других классов.

Каждой зависимости ставилось в соответствие двоичное переменное  $t$ :

$$t = \begin{cases} 0, & \text{если } |y_{j \text{ факт}} - y_{j \text{ выч}}| \leq \varepsilon, \\ 1, & \text{если } |y_{j \text{ факт}} - y_{j \text{ выч}}| > \varepsilon. \end{cases}$$

Всего таким образом было закодировано около 20 зависимостей.

Правило классификации, полученное с помощью программы «Перебор», разделило интервалы опробования контрольных выборок на водяные, газовые и нефтяные с эффективностью 88%.

Таблица 6

№ связи	Формула связи и порог $\varepsilon$	$ \Delta y $	Число пластов					
			Выборки обучения			Экзаменационные выборки		
			газовая	нефтяная	водная	газовая	нефтяная	водная
1	$y_1 = x_{10} = 2,08 + 0,079x_1 + 0,017x_{12} - 0,00018x_1^2 - 0,000184x_1x_2;$ $\varepsilon_1 = 0,56$ дюйма	$ \Delta y_1  \leq \varepsilon_1$ $ \Delta y_1  > \varepsilon_1$	66 2	0 43	8 60	61 8	0 45	12 212
2	$y_2 = x_{10} = 11,05 - 0,017x_1 - 0,005x_{12};$ $\varepsilon_2 = 0,32$ дюйма	$ \Delta y_2  \leq \varepsilon_2$ $ \Delta y_2  > \varepsilon_2$	4 64	31 12	14 54	12 57	41 4	20 204
3	$y_3 = y_1 = -40,8 - 9,04x^2 + 40,21x_4 + 10,74 \ln x_{12};$ $\varepsilon_3 = 13,2$ см <sup>3</sup>	$ \Delta y_3  \leq \varepsilon_3$ $ \Delta y_3  > \varepsilon_3$	40 28	19 24	60 8	33 36	4 45	117 107
4	$y_4 = 100x_3 = 15,86 - 0,28x_1 + 736,5x_4 + 81,5x_5 - 87,87x_6;$ $\varepsilon = 20\%$	$ \Delta y_4  \leq \varepsilon_4$ $ \Delta y_4  > \varepsilon_4$	30 38	19 24	57 11	28 41	6 39	157 67

Минимальные допустимые совокупности переменных  $t$ , использованные при построении правила классификации, содержали от одной до четырех переменных.

Таким образом, благодаря предварительному преобразованию характеристик и переходу от переменных  $x$  к  $t$  оказалось возможным решить задачу с удовлетворительной эффективностью.

Отметим, что при разделении пластов на три класса эффективность методики оказывается выше, чем 88%, так как каждый пласт состоит из нескольких интервалов опробования.

**ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ГОРНЫХ ПОРОД  
ПО ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ  
С ПОМОЩЬЮ МНОГОМЕРНОГО РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА**

**§ 1. Многомерные стохастические зависимости между физическими и коллекторскими свойствами образцов горных пород**

Известно, что на основе результатов исследования зависимостей между различными свойствами образцов разрабатываются методы решения задач оценки коллекторских и литолого-петрографических свойств горных пород по промыслово-геофизическим данным. Большинство традиционных методов решения этих задач базируется преимущественно на двумерных и реже на трехмерных исходных зависимостях.

С помощью регрессионного анализа оказалось возможным перейти к изучению многомерных зависимостей между свойствами образцов горных пород, что позволило наметить принципиальные пути усовершенствования методов решения задач оценки параметров горных пород по промыслово-геофизическим данным. Кроме того, полученные зависимости, несомненно, представляют большой интерес с точки зрения углубления наших знаний о взаимосвязях между физическими свойствами пород, а их тщательный анализ может внести существенный вклад в развитие петрофизики.

**Зависимости открытой пористости от физических свойств образцов горных пород.** Одной из основных исходных связей, используемых при решении задач количественной интерпретации, является связь открытой пористости  $k_{п}$  с параметром пористости  $P_{п}$ . Эта зависимость, как и все двойные связи, неустойчива. Она существенно зависит от геологических условий: степени отсортированности, цементации, литологии, возраста, пластовых давлений, температур и т. п.

Рассмотрим на нескольких примерах многомерные зависимости между пористостью и рядом физических свойств образцов горных пород, которые могут быть определены по данным промыслово-геофизических исследований.

I. Исследовались зависимости между открытой пористостью, параметром пористости  $P_{п}$ , емкостью катионного обмена в расчете на единицу объема порового пространства  $q_{п}$  и коэффициентом вызванной активности  $A_{B_1}$  на 200 образцах терригенных пород, взятых из скважин Ленинградской, Калужской областей и Татарской АССР [13, 67]. Для данного набора параметров условие равенства размерностей левой и правой частей формул связей не могло быть выполнено, так как величина  $k_{п}$  измеряется в %,  $q_{п}$  — в мг-экв/см<sup>3</sup>,  $A_{B_1}$  — в ом·м<sup>-1</sup>, величина  $P_{п}$  — безразмерная. Поэтому в приведенной формуле присутствуют размерные постоянные:

$$k_{п} = 25,6 - 0,35P_{п} + 1,29q_{п} + 109,3A_{B_1}. \quad (II.1)$$

Стандартное отклонение пористости в выборке  $S_{k_{п,0}} = 4,9\%$ , квадратическая погрешность оценки  $k_{п}$  по формуле (II.1)  $S_{k_{п}} = 1,74\%$ . Коэффициент вариации (относительная средняя квадратическая погрешность) оценки  $k_{п}$  равен 0,06. Погрешность  $S_{k_{п}}$  для зависимости пористости от параметра пористости составляет 3%, что соответствует коэффициенту вариации в 1,8 раза большему, нежели коэффициент вариации многомерной связи (II.1).

Формула (II.1) описывает зависимость для всех трех типов образцов, несмотря на их различие в географии, возрасте (кембрийский — для образцов Ленинградской и Калужской областей, девонский — для образцов Татарии) и глубине залегания (от 400 до 2000 м). Формулы связи  $k_{п} = f(P_{п})$  для образцов пород каждой группы оказались различными.

Таким образом, многомерная зависимость (II.1) более точная и менее чувствительная к изменению геологических условий, чем используемая в настоящее время при интерпретации геофизических данных зависимость  $k_{п} = f(P_{п})$ .

II. Для выборки 70 образцов терригенных и 100 образцов карбонатных пород месторождений Уч-Кыр и Шахпахты (Средняя Азия) была получена следующая зависимость:

$$k_{п} = -97,2 + 333,6 \ln \gamma - 32,6 \ln P_{п} + 19,6 \ln v - 24,8 \ln \Delta U_{сп} - 242,5 (\ln \gamma)^2 - 32,3 \ln \gamma \ln P_{п} - 20,5 \ln \gamma \ln v + 30,7 \ln \gamma \ln \Delta U_{сп}, \quad (II.2)$$

где  $\gamma$  — плотность в  $г/см^3$ ;  $v$  — скорость упругих волн в  $м/сек$ ;  $\Delta U_{сп}$  — разность между мембранными потенциалами образца и глины в  $мв$ .

Средняя квадратическая ошибка оценки  $k_{п}$  по формуле (II.2) равна 2,2%,  $S_{k_{п,0}} = 5\%$ .

Таким образом, многомерная зависимость  $k_{п} = (P_{п}, \gamma, v, \Delta U_{сп})$  оказалась мало чувствительной к такому фактору, как минералогический состав горных пород. Известно, что этот фактор существенно влияет на используемые при интерпретации геофизических данных исходные зависимости, в том числе и на связь пористости с параметром пористости.

**Зависимости эффективной пористости и остаточной водонасыщенности от физических свойств образцов пород.** В настоящее время оценка остаточной водонасыщенности по промыслово-геофизическим данным производится методом, использующим стохастическую связь между остаточной водонасыщенностью и величиной параметра увеличения сопротивления [21]. Эта связь так же, как и другие двойные связи, мало устойчива. В частности, она в большой степени зависит от количества глинистого материала в породе и типа глинистого цемента. В результате изучения многомерных связей между эффективной пористостью (остаточной водонасыщенностью) и физическими свойствами образцов горных пород получен ряд новых соотношений.

I. Для образцов терригенных и карбонатных пород месторождений Ферганской нефтегазоносной области была установлена связь между эффективной пористостью  $k_n^{\text{эф}}$ , открытой пористостью, параметром пористости и емкостью катионного обмена  $q_n$ :

$$\ln k_n^{\text{эф}} = 2,79 + 0,49 \ln \frac{k_n}{P_n} - 0,297 q_n. \quad (\text{II.3})$$

Средняя относительная квадратическая ошибка оценки  $k_n$  по этой формуле составляет 0,15. При подборе аргументов зависимости (II.3) были приняты во внимание результаты работы [53], согласно которым эффективная пористость пропорциональна отношению открытой пористости  $k_n$  к извилистости поровых каналов

$$T = \sqrt{k_n P_n}, \text{ т. е. } k_n^{\text{эф}} \sim \sqrt{\frac{k_n}{P_n}}.$$

II. Для выборки, состоящей из 100 образцов терригенных пород верхнемелового возраста Ленинградского и Майкопского месторождений Краснодарского края, исследовались связи остаточной водонасыщенности  $k_{o,v}$  (в %). Была получена следующая формула:

$$k_{o,v} = -494 + 166,5 \ln k_n + 2,5 C_{\text{гд}} + 194,7 \ln P_n - 3,0 (\ln k_n)^2 - 0,7 \ln k_n C_{\text{гд}} - 60,1 \ln k_n \ln P_n. \quad (\text{II.4})$$

Величина средней квадратической ошибки оценки  $k_{o,v}$  по формуле (II.4) равна 5%, величина  $S_{k_{o,v},0} = 20\%$ . Точность косвенного определения  $k_{o,v}$  по формуле (II.4), как и точность оценки  $k_n^{\text{эф}}$  по формуле (II.3), соизмерима с точностью непосредственного измерения этой характеристики.

Таким образом, эффективную пористость и остаточную водонасыщенность можно с большой точностью предсказывать косвенно. Зависимости типа (II.3) и (II.4), очевидно, позволят, во-первых, повысить эффективность решения задач оценки  $k_n^{\text{эф}}$  и  $k_{o,v}$  по промыслово-геофизическим данным, поскольку величины, входящие в формулы, в принципе можно определить геофизическими методами. Во-вторых, наличие таких связей дает возможность во многих случаях рационализировать комплекс лабораторных исследований, исключая из него трудоемкие и занимающие много времени измерения эффективной пористости и остаточной водонасыщенности, особенно, если для этого используется способ капиллярного вытеснения.

**Зависимости проницаемости от физических свойств образцов горных пород.** В большинстве случаев методами промысловой геофизики невозможно решить задачи оценки проницаемости горных пород на основе установленных в петрофизике исходных связей. Такие связи чаще всего не только мало устойчивы, но и характеризуются большими погрешностями оценки  $k_{\text{пр}}$ .

Рассмотрим результаты изучения некоторых многомерных зависимостей между проницаемостью и физическими свойствами образцов горных пород.

і. По данным, приведенным в работе [60], исследовалась зависимость между газопроницаемостью терригенных образцов (в  $m\bar{d}$ ), эффективной пористостью, средним диаметром зерен  $d_3$  и его средним квадратическим уклоном  $S_{d_3}$ , содержанием глинистой фракции  $C_{гл}$  и карбонатностью  $C_k$ . Получена следующая формула:

$$\ln \frac{k_{пр}}{d_3^2} = 0,357 + 0,21 \ln k_{п} + 3,57 \ln k_{п}^{эф} - 1,86 \ln \frac{d_3}{S_{d_3}} + 0,56 (\ln C_{гл})^2. \quad (II.5)$$

Величина средней квадратичной ошибки в оценке  $\ln k_{пр}$  по формуле (II.5) равна 0,35; коэффициент вариации оценки  $k_{пр}$  — 0,3,  $S_{\ln k_{пр},0} = 1$ .

При выборе вида формулы (II.5) были приняты во внимание требования метода размерностей и априорные представления о характере связи — прямая зависимость проницаемости от размеров зерен и обратная — от их дисперсности.

Построенная формула позволяет вполне удовлетворительно предсказывать проницаемость терригенных образцов, среди которых были крупно-, средне- и мелкозернистые песчаники и алевролиты. Точность оценки  $k_{пр}$  по этой формуле соизмерима с точностью определения проницаемости горных пород наилучшими из косвенных методов — гидро-динамическими.

II. Для выборки образцов терригенных пород Ленинградской и Калужской областей, а также Татарии была получена следующая единая формула, позволяющая оценивать газопроницаемость по параметру пористости, емкости катионного обмена  $q_{п}$  и коэффициенту вызванной активности  $A_{B_1}$ :

$$\ln k_{пр} = 11,95 - 1,61 \ln P_{п} - 0,104 \ln 10^3 q_{п} - 0,48 \ln 10^4 A_{B_1}. \quad (II.6)$$

Величина средней квадратической погрешности в оценке логарифма проницаемости равна 0,4, что соответствует коэффициенту вариации оценки самой величины  $k_{пр}$  — 0,35. Средняя квадратическая ошибка  $S_{\ln k_{пр},0}$  равна 1,2.

Таким образом, точность оценок проницаемости по формулам (II.5) и (II.6), несмотря на различия в наборах аргументов и коллекций образцов, практически одинаковая.

Формула связи (II.6) так же, как установленная в аналогичных условиях, т. е. на одной и той же коллекции зависимость (II.1) мало чувствительна к возрасту, литологии, глубине залегания и географии отложений.

Приведенные примеры показывают существенные преимущества многомерных зависимостей между различными свойствами горных пород перед используемыми при интерпретации геофизических материалов исходными связями (преимущественно двойными).

Многомерные стохастические зависимости позволяют предсказывать коллекторские свойства образцов по косвенным данным с более высокой точностью, чем двумерные (см. § 3, 4, 5 настоящей главы).



Многомерные зависимости более устойчивы, чем применяющиеся при интерпретации геофизических материалов исходные связи. Иными словами, они менее чувствительны к геологическим условиям: минералогическому составу, литологическому типу, возрасту, глубине залегания, географии отложений.

Эта особенность многомерных стохастических зависимостей открывает перспективы радикального изменения подхода к разработке методов количественной интерпретации промыслово-геофизических данных.

Известно, что в настоящее время, в связи с большой чувствительностью используемых исходных связей к изменению геологических условий, значительную часть исследований, необходимых для разработки методов оценки коллекторских свойств в каждом новом районе, на каждом новом месторождении приходится проводить заново.

Естественно, что благодаря установлению многомерных зависимостей, единых для пород разного возраста, разных глубин залегания, литологии и даже минералогического состава, в недалеком будущем объем таких исследований удастся существенно уменьшить.

## **§ 2. Подготовка статистического материала для изучения многомерных связей между коллекторскими свойствами горных пород и скважинными промыслово-геофизическими величинами**

Установление тех или иных многомерных стохастических зависимостей между параметрами образцов керна, а также исследование их преимуществ перед двойными связями открывает лишь принципиальные возможности повышения эффективности решения задач оценки коллекторских свойств горных пород по промыслово-геофизическим данным.

Для того чтобы эти возможности реализовать на практике, необходимо решить следующие задачи.

1. Разработать методы оценки по данным скважинных измерений геофизических параметров, входящих в качестве аргументов в исходные многомерные связи. Чаще всего эта задача решается неудовлетворительно.

2. Оценить степень деформируемости исходной зависимости при переходе от лабораторных условий к скважинным и научиться ее учитывать. И эта задача в настоящее время не имеет удовлетворительного решения.

Поэтому при постановке задач оценки коллекторских свойств по промыслово-геофизическим данным, как задач многомерного регрессионного анализа, был использован другой способ подготовки статистического материала. Этот способ предполагает в качестве статистических данных рассматривать геофизические характеристики пластов, измеренные в скважинных условиях, и их коллекторские свойства, определенные на образцах пород в лабораторных условиях.

Основными преимуществами такого способа подготовки исходных данных перед лабораторными являются идентичность условий изучения и практического применения зависимостей, а также возможность всестороннего анализа связей между большим набором характеристик, измеряемых в скважине, и коллекторскими свойствами горных пород.

Однако для реализации указанного способа подготовки статистических данных необходимо сопоставлять данные керновых исследований и промыслово-геофизических измерений. Эта проблема возникает в связи с неполным выносом керна, малым числом анализов на извлеченном каменном материале и вследствие ошибок в «привязке» глубин отбора керна и геофизических измерений.

**Статистический анализ керновых данных.** Перед изучением связей между коллекторскими и геофизическими свойствами возникает необходимость отбраковки непредставительных керновых данных. Помимо этого необходим специальный анализ точности определений коллекторских свойств по керну, так как дисперсия регрессионных формул  $S_y^2$  складывается из двух компонент: дисперсии оценок коллекторского свойства по керну  $S_{yк}^2$  и дисперсии определения этого свойства по геофизическим данным  $S_{yг}^2$ .

Вряд ли можно дать общие рецепты для решения указанных задач (особенно первой), так как они будут определяться степенью однородности отложений, их мощностью и другими геологическими условиями.

Остановимся на анализе керновых данных в простых геологических условиях (однородные, достаточно мощные отложения) и в сложных (неоднородные, маломощные отложения).

**Простые геологические условия.** Геологические условия пашийских слоев Туймазинского месторождения благоприятны для постановки задач оценки коллекторских свойств по промыслово-геофизическим данным. Мощности пластов чаще всего составляют несколько метров. Поэтому, а также вследствие того, что отложения пашийских слоев однородны, форма геофизических кривых во многих случаях приближается к идеальной для однородного пласта неограниченной мощности.

Отмеченные особенности пашийских слоев следующим образом использовались при отбраковке кернового материала.

Прежде всего были увязаны интервалы с выносом керна и интервалы пластов, выделенные геофизическими методами. Привязка считалась надежной, если пласт имел однородную геофизическую характеристику и его мощность была больше интервала отбора керна. Пласт считался однородным, если в его пределах показания метода СП изменялись не более чем на 3%, показания методов радиометрии — не более 5%, кривые кажущихся сопротивлений отклонялись от идеальной формы для однородного пласта менее чем на 10%.

**Сложные геологические условия.** При постановке задач оценки пористости и газопроницаемости терригенных нижнемеловых

Показатели выборок	Вынос зерна, %					
	> 0	> 10	> 15	> 20	> 30	> 50
Число пластов	190	132	113	88	67	42
Среднее значение пористости $\bar{k}_п$ , %	19,8	19,7	19,5	19,5	19,8	19,2
Стандартное отклонение $S_{k_{п, 0}}$ , %	5,0	5,1	5,1	5,1	5,5	5,9
Средняя квадратическая ошибка оценки $k_{п}$ по промыслово-геофизическим данным $S_{k_{п, 0}}$ , %	3,8	3,4	3,1	3,0	3,0	2,9
Среднее значение газопрооницаемости $k_{пр}$ , мд	330	320	320	306	313	170
$S_{k_{пр, 0}}$ , мд	630	640	630	650	680	394
Среднее значение логарифма газопрооницаемости $\ln k_{пр}$	4,23	4,15	4,10	4,06	4,05	3,67
$S_{\ln k_{пр, 0}}$	1,90	1,90	1,91	1,90	1,92	1,76
$S_{\ln k_{пр}}$	1,40	1,13	0,75	0,70	0,70	0,60

отложений Ейско-Березанского региона Краснодарского края способ отбраковки керновых данных использовать не удалось из-за большой неоднородности отложений и малой мощности отдельных пропластков.

На имеющемся керновом материале (190 пластов) проверялась гипотеза о случайном характере выноса зерна. По группам пластов, охарактеризованных в различной степени зерном, оценивались средние значения  $k_{п}$ ,  $k_{пр}$  и  $\ln k_{пр}$  отложений в пределах Ейско-Березанского региона.

Предполагалось, что при случайном характере извлечения зерна оценки  $\bar{k}_{п}$ ,  $\bar{k}_{пр}$  и  $\ln \bar{k}_{пр}$ , подсчитанные по разным группам пластов, будут различаться несущественно. Конечно, не исключено, что даже при несущественном различии оценок одного из параметров вынос зерна не будет носить случайный характер. Например, это могло произойти, если во всех случаях извлекались только образцы плотных пород. Однако это предположение мало вероятно по двум причинам: во-первых, Ейско-Березанский регион разбуривался длительное время и, следовательно, условия бурения менялись и, во-вторых, каждая группа пластов с равным выносом зерна равномерно распределена в пределах региона, а коллекторские свойства отложений заметно меняются от площади к площади.

В табл. 7 приводятся средние значения  $k_{п}$ ,  $k_{пр}$  и  $\ln k_{пр}$ , оцененные по группам пластов с выносом зерна более 0, 10, 15, 20, 30 и 50% от мощности пласта. Несущественность различия в оценках  $\bar{k}_{п}$ ,  $\bar{k}_{пр}$  и  $\ln \bar{k}_{пр}$  проверялась с помощью критерия Стьюдента [41].

Как выяснилось, при уровне значимости  $q = 0,05$  гипотеза равенства оценок каждого из параметров может быть принята.

В частности, для оценок  $\ln \bar{k}_{\text{пр}}$ , полученных по группам пластов с выносом зерна более 30 и 50%, статистика

$$t = \frac{4,05 - 3,67}{\sqrt{\frac{1,92^2}{67} + \frac{1,76^2}{41}}} \approx 1,1.$$

В то же время критическая величина  $t_{\text{кр}} = 1,96$ . Так как  $t < t_{\text{кр}}$ , проверяемая гипотеза при уровне значимости 0,05 (с доверительной вероятностью 0,95) принимается.

В связи с тем, что погрешности оценок  $k_{\text{п}}$  и  $k_{\text{пр}}$  пластов по керну для рассматриваемых отложений носят случайный характер, вероятность резко завышенных и резко заниженных оценок коллекторских свойств должна была быть наибольшей для пластов, охарактеризованных керном в наименьшей степени. Для того, чтобы уменьшить долю таких пластов, были исследованы многомерные зависимости пористости и логарифма проницаемости от геофизических характеристик на выборках, включающих пласты с различным выносом зерна. Погрешности оценок  $k_{\text{п}}$  и  $\ln k_{\text{пр}}$  по формулам многомерных связей при возрастании степени охарактеризованности пластов каменным материалом сначала резко уменьшаются, а затем практически не изменяются (табл. 7). Следовательно, основное количество оценок пористости и проницаемости с аномально высокими погрешностями приходится на долю пластов, вынос зерна из которых не превышает 15—20%. Поэтому все такие пласты при изучении стохастических зависимостей между коллекторскими и геофизическими характеристиками не использовались.

Остановимся коротко на одном из возможных способов решения задачи оценки точности определений коллекторских свойств по керну. Если установлено, что оценки  $k_{\text{п}}$  и  $k_{\text{пр}}$  пластов можно считать случайными величинами, то средняя дисперсия этих оценок (квадрат средней квадратической ошибки) подсчитывается как математическое ожидание дисперсий оценок  $k_{\text{п}}$  и  $k_{\text{пр}}$  отдельных пластов. Последние можно оценить, если значения  $k_{\text{п}}$  и  $k_{\text{пр}}$  каждого пласта определены по нескольким образцам.

**Подготовка комплекса скважинных характеристик для построения формул многомерных связей.** При постановке задач оценки коллекторских свойств горных пород на основе многомерных связей формировался комплекс из следующих параметров.

1. В комплекс включались геофизические параметры, корреляция которых с пористостью, проницаемостью и насыщенностью была установлена ранее [21, 53]. К числу таких параметров относятся удельное электрическое сопротивление пласта, сопротивление зоны проникновения, параметр пористости.

2. Рассматривались первичные показания методов, по данным которых определяются геофизические параметры, коррелирующиеся с коллекторскими свойствами. Включение их в комплекс было вызвано тем, что они определяются значительно точнее геофизических

параметров, хотя и слабее последних коррелируются с коллекторскими свойствами. В некоторых случаях первичные показатели вводились в зависимости непосредственно: кажущиеся сопротивления градиент и потенциал-зондов. Чаще они преобразовывались с учетом априорной информации и требований метода размерностей: кажущиеся сопротивления различных зондов делились на удельные сопротивления бурового раствора, показания нейтронного гамма-метода эталонировались в единицах средней квадратичной ошибки.

Иногда строились простые функции от первичных геофизических характеристик. Так, в частности, рассматривались параметры, описывающие форму кривой БЭЗ: модуль левой ветви  $\mu$ , определяющийся по двуслойной палетке, и «крутизна», равная отношению приращения логарифма величины  $\rho_k$  к приращению логарифма размера зонда. Чаще всего величина крутизны оценивалась по показаниям двух малых зондов.

3. Комплекс скважинных характеристик дополнялся первичными геофизическими показателями, которые, по имеющимся априорным представлениям, несут информацию о факторах, осложняющих взаимосвязи между коллекторскими свойствами горных пород и геофизическими параметрами. Так, в частности, были включены в комплекс показания методов потенциалов собственной поляризации и естественной радиоактивности, коррелирующиеся с глинистостью пород [21, 53].

4. Рассматривались «помехи», искажающие первичные показания геофизических методов: удельные сопротивления вод и буровых растворов, мощность пластов, диаметр скважин, кажущиеся сопротивления пачек пород, залегающих выше и ниже исследуемого пласта и искажающих показания больших зондов БЭЗ против изучаемого пласта.

5. В число предполагаемых аргументов зависимостей вводились пластовая температура и глубина залегания пласта. Ожидалось, что эти параметры будут в какой-то степени учитывать как разницу в условиях измерения коллекторских свойств и геофизических характеристик горных пород, так и изменения в условиях залегания отложений в пределах изучаемой территории.

### § 3. Оценка открытой пористости терригенных отложений по комплексу промыслово-геофизических данных

Оценка пористости геофизическими методами является относительно простой задачей. Именно для пористости установлены наиболее тесные двойные корреляционные связи с различными геофизическими параметрами и характеристиками: параметром пористости, скоростью упругих волн, показаниями нейтронного гамма-метода [21, 53].

Однако во многих встречающихся на практике ситуациях этими связями не удается воспользоваться: либо невозможно оценить аргумент зависимости (геофизический параметр), либо неизвестно,

какая из семейства кривых, описывающих исходную связь, наиболее приемлема для данного пласта.

Поэтому при постановке задачи оценки пористости по промыслово-геофизическим данным главным образом преследовались следующие цели.

Во-первых, увеличивая размерность связей между пористостью и геофизическими характеристиками, сделать их более устойчивыми, менее чувствительными к изменению различных геологических условий. Тогда удалось бы существенно упростить на практике выбор требующейся исходной связи.

Во-вторых, учитывая сложность оценки геофизических параметров, являющихся аргументами исходных связей, найти стохастические зависимости между пористостью и легко доступными определению первичными геофизическими характеристиками.

**Краткое описание геологических объектов.** Объекты, для которых решалась задача оценки пористости, описываются последовательно в зависимости от их сложности с точки зрения применяющихся методик количественной интерпретации геофизических данных.

1. Наиболее простым объектом являются пашийские слои девона  $D_I$  и  $D_{II}$  Туймазинского месторождения. Эти отложения представлены мелкозернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами. Пласт  $D_{II}$  по геологическим и геофизическим данным является «эталоном однородности» среди коллекторов Волго-Уральской области. Пласт  $D_I$  менее однороден, чем  $D_{II}$ , однако в нем отдельные пропластки не настолько маломощны, чтобы существенно исказить форму большинства геофизических кривых.

Благоприятными условиями для решения задач также являются постоянство литологии, структуры порового пространства, минерализации пластовых вод; малая изменчивость глубин залегания и т. д.

По условиям вскрытия пластов весь имеющийся материал был разделен на две группы. К первой группе относятся пласты, вскрытые на глинистом растворе. Ко второй — пласты, вскрытые на нефтемulsionном растворе.

В первую группу включены 103 пласта, охарактеризованные 560 определениями пористости по керну. Среди них имеются как нефтеносные, так и водоносные ( $D_I$  — 68 и  $D_{II}$  — 35). Ко второй группе относятся 31 нефтеносный пласт с 415 определениями  $k_D$  по керну.

2. Терригенные отложения верейского горизонта Родинской и Покровской площадей Оренбургской области являются более сложным объектом. Они представляют собой чередование довольно тонких прослоев (мощностью от долей метра до нескольких метров) песчаников, алевролитов и глин. Как известно, неоднородность отложений и резкая изменчивость мощностей отдельных пропластков являются неблагоприятными факторами для оценки геофизических параметров. К числу благоприятных факторов относятся постоянство минерализации пластовых вод и небольшая изменчивость глубин залегания.

Для изучения многомерных связей между пористостью и геофизическими характеристиками верейских отложений была подготовлена статистическая выборка объемом в 69 пластов (нефтеносных и водоносных). Для каждого из них оценивались пористость по керну (всего использовалось 400 определений величины  $k_{п}$ ) и комплекс скважинных характеристик.

3. Терригенные отложения I горизонта продуктивной толщи месторождений Кюровдаг, Мишовдаг, Калмас и Кюрсангя Азербайджана характеризуются небольшой мощностью пластов, резко меняющейся заглинизированностью, изменчивостью глубин залегания (от 1200 до 3800 м) и пластовых температур (35—70° С), значительными вариациями удельных сопротивлений пластовых вод (0,06—0,29 ом·м) и фильтрата бурового раствора (0,5—2,8 ом·м) изменением географии отложений (4 месторождения).

Исследуемая выборка включала 200 водоносных и нефтеносных пластов, охарактеризованных 600 определениями  $k_{п}$  по керну.

4. Нижнемеловые терригенные породы на территории всего Ейско-Березанского региона Краснодарского края рассматриваются в качестве единого объекта. К этому региону относятся следующие площади: Ленинградская, Старо-Минская, Сердюковская, Березанская, Крыловская, Челбасская, Каневская и Кушевская.

Для отложений этих площадей характерны изменчивость литологии и мощностей отдельных пропластков, резкое изменение глубин залегания (от 1700 до 3200 м) и пластовых температур (40—110° С), непостоянство удельных сопротивлений пластовых вод (0,45—0,38 ом·м) и буровых растворов (0,8—3 ом·м).

Для решения задачи оценки пористости по геофизическим данным была подготовлена статистическая выборка объемом в 130 пластов как продуктивных, так и водоносных.

5. Наиболее резкая изменчивость геологических условий характерна для терригенных отложений Средней Азии. При постановке задачи оценки пористости по комплексу геофизических данных в качестве единого объекта рассматривались отложения месторождений Северный Сох, Рават, Избаскент, Восточный Избаскент, Канибадам, Майли-Су III, Западный Палванташ, принадлежащих Ферганской нефтегазоносной области, а также отложения месторождений Шахпахты и Западного Шахпахты Восточного Устюрта.

Геологические условия рассматриваемого объекта, определяющие степень сложности задач оценки коллекторских свойств, резко изменчивы. Значительно варьируют мощность пропластков, изменяется литология пород, колеблется глубина залегания (от 900 до 3500 м), удельные сопротивления пластовых вод (от 0,01 до 0,9 ом·м). Возраст отложений — неогеновый, палеогеновый, меловой (для Ферганской нефтегазоносной области) и среднеюрский (для месторождений Восточного Устюрта).

Статистическая выборка включала 83 пласта месторождений Ферганской нефтегазоносной области и 130 пластов месторождений

Геологический объект	$k_{\Pi}, \%$	$S_{k_{\Pi}, 0}, \%$	$S_{k_{\Pi}, \%}$	$S_{k_{\Pi}, \kappa}, \%$	$S_{k_{\Pi}, \Gamma}, \%$	$S_{k_{\Pi}, \Gamma} / k_{\Pi}$	$S_{\text{Доп}} / S_{k_{\Pi}, \Gamma}, \%$
Пашийские слои Туймазинского месторождения	17,6	7,3	2,3	1	2,3	0,13	4
Верейские отложения Оренбургской области	13,5	4,7	2,6	1,9	1,8	0,13	3,1
Отложения Азербайджана *	—	—	—	—	—	0,14	—
Нижнемеловые отложения Ейско-Березанского региона	20	5,9	2,9	1,1	2,8	0,14	4,2
Отложения Средней Азии	16	6,1	3,5	2,5	2,4	0,15	5,0

\* Для отложений Азербайджана функцией зависимости является  $\ln k_{\Pi}$ . Поэтому характеристики точности оценок вычислялись не для  $k_{\Pi}$ , а для  $\ln k_{\Pi}$ .

Восточного Устюрта. Среди отобранных пластов были как газоносные, так и водоносные.

**Точность оценки открытой пористости по формулам многомерных связей.** При анализе эффективности статистического предсказания  $k_{\Pi}$  мы будем в качестве допустимой погрешности  $S_{\text{Доп}}$  условно брать среднюю квадратическую ошибку оценки этого параметра по формуле наилучшей из двумерных связей. Несмотря на то, что задача оценки пористости по геофизическим данным ставилась и решалась для объектов с существенно различными геологическими условиями, погрешности оценок  $k_{\Pi}$  для всех объектов оказались близкими (табл. 8).

Отметим, что точность оценки  $k_{\Pi}$  в очень малой степени зависит от выбора опорных функций  $\psi_m(\vec{x})$  (см. часть первую, главу II).

Так, формулы зависимостей пористости от геофизических характеристик  $\{\vec{x}\}$  для отложений Туймазинского месторождения строились в виде полиномов относительно  $\{\vec{x}\}$ .

При построении формул многомерных связей для коллекторов Краснодарского края степенные полиномы строились относительно логарифмов некоторых из скважинных характеристик. Функцией исследованных зависимостей для отложений Азербайджана является не сама величина  $k_{\Pi}$ , а ее логарифм.



Результаты изучения стохастических связей между открытой пористостью и геофизическими характеристиками. Для каждого из объектов было изучено большое количество различных зависимостей пористости от геофизических характеристик. Приведем некоторые из полученных формул и проиллюстрируем на их примере основные особенности исследованных стохастических связей пористости с геофизическими свойствами терригенных пород.

1. Для пашийских отложений, вскрытых скважинами на нефтеэмульсионном растворе, задача оценки пористости по комплексу геофизических данных решалась с помощью программы «статистического прогнозирования». Рассмотрим формулу

$$k_n = 40,3 + 0,35 \Delta U_{\text{СП}} - 16,4 J_{\text{НГМ}} - 35 J_{\text{ГМ}} - \\ - 2,94 \frac{\rho_{\text{пз}}}{\rho_{\text{г.к}}} + 7,09 \frac{\rho_{\text{гз}}}{\rho_{\text{г.к}}} - 3,71 \rho_p - 0,25 h. \quad (\text{II.7})$$

Стандартное отклонение  $S_{k_n, r}$  этой формулы равно 2,3%,  $S_{k_n, 0} = 7,3\%$ .

Формула (II.7) проста для вычислений. В нее входят показания микроградиент- и микропотенциал-зондов, отнесенные к сопротивлению глинистой корки  $\rho_{\text{гз}}/\rho_{\text{г.к}}$  и  $\rho_{\text{пз}}/\rho_{\text{г.к}}$ ; аномалия кривой СП ( $\Delta U_{\text{СП}}$ ), отсчитанная от линии глин и приведенная к удельному сопротивлению бурового раствора 1 *ом·м*; относительная аномалия кривой  $J_{\text{НГМ}}$ ; аномалия кривой  $J_{\text{ГМ}}$ , выраженная в единицах двойного разностного параметра; сопротивление бурового раствора  $\rho_p$  в *ом·м* и мощность пласта  $h$  в *м*.

В формулу входят размерные величины  $\Delta U_{\text{СП}}$ ,  $\rho_p$  и  $h$ . Использовать вместо  $\rho_p$  и  $h$  величины  $\rho_p/\rho_v$  и  $h/d_c$  не имело смысла, так как удельное сопротивление пластовых вод  $\rho_v$  и диаметр скважины  $d_c$  для исследуемого статистического материала выдерживались постоянными. Нормировка амплитуды кривой СП путем введения максимальной амплитуды оказалась неэффективной. Поэтому условие равенства размерностей левой и правой частей формулы (II.7) не выполняется. С большой вероятностью можно утверждать, что здесь имеет место первый из случаев, возможных при нарушении такого условия (см. первую часть, главу III). А именно, в формуле связи (II.7) не учтены факторы, существенно влияющие на нее в общем случае, но в рассматриваемых условиях остающиеся стабильными ( $\rho_v$ ,  $d_c$ ). Поэтому постоянные коэффициенты оказались размерными величинами, причем их значения будут меняться при изменении сопротивления пластовых вод, диаметра скважин и т. п.

При построении формул многомерных связей с помощью программы «статистического прогнозирования» вычисляется корреляционная матрица для исследуемых характеристик (см. часть первую).

В табл. 9 приведена корреляционная матрица для характеристик, входящих в формулу (II.7).

Параметры	$k_{п}$ , %	$\Delta U_{сп}$ , мв	$J_{НГМ}$	$J_{ГМ}$	$\rho_{пз}$ , ом·м	$\rho_{Гз}$ , ом·м	$h$ , м
$k_{п}$	1	0,79	-0,43	-0,51	-0,29	-0,35	0,39
$\Delta U_{сп}$		1	-0,04	-0,64	-0,40	-0,22	0,01
$J_{НГМ}$			1	-0,37	0,50	0,80	-0,47
$J_{ГМ}$				1	-0,75	-0,38	-0,15
$\rho_{пз}$					1	0,72	-0,33
$\rho_{Гз}$						1	-0,06
$h$							1

Из табл. 9 видно, что пористость пашийских слоев лучше всего коррелируется с показаниями методов СП, ГМ, НГМ. Довольно тесная корреляция наблюдается между  $k_{п}$  и мощностью пластов.

Интересно проследить, как коррелируются между собой различные скважинные характеристики. Высокие значения коэффициентов корреляции характерны для линейных связей между  $J_{НГМ}$  и  $\rho_{Гз}/\rho_{Г.к}$ ;  $J_{ГМ}$  и  $\rho_{пз}/\rho_{Г.к}$

Показания  $J_{НГМ}$  и  $\Delta U_{сп}$ , несмотря на достаточно тесную корреляцию с пористостью, между собой коррелируются очень слабо. Установленные особенности взаимосвязей между геофизическими характеристиками не противоречат существующим представлениям.

При интерпретации корреляционных матриц нельзя забывать, что коэффициент корреляции характеризует степень линейной связи между параметрами и непригоден для анализа нелинейных связей. Кроме того, коэффициент корреляции симметричен относительно обеих коррелирующихся величин. Поэтому для решения задачи оценки параметров по косвенным данным более полное представление о тесноте зависимости дает величина средней квадратической погрешности получаемых оценок. Однако и корреляционная матрица может оказаться полезной для выявления двойных линейных зависимостей.

В формуле (II.7) фигурирует лишь часть исследованных геофизических характеристик. Все остальные оказались неинформативными (см. часть первую, главу III). В частности, погрешность оценки  $k_{п}$  не снизилась при добавлении в формулу истинного сопротивления пласта  $\rho_{п}$ , а также кажущихся сопротивлений градиент-зондов и стандартного потенциал-зонда.

2. В табл. 10 приведены некоторые сведения о зависимостях пористости от геофизических характеристик для верейских отложений Оренбургской области. Крестиками указаны аргументы. Для каждой зависимости приводится величина среднеквадратической погрешности в оценке коэффициента пористости  $S_{k_{п,г}}$ .

№ зависимости	$S_{кп}, r, \%$	Аргументы зависимостей											
		$\ln \rho_{к}^{4,12}$	$\ln \rho_{к}^{2,32}$	$\alpha_{СП}$	$\frac{h}{d_c}$	$\frac{\Delta \lg \rho_{к}}{\Delta \lg L}$	$\ln \mu$	$\ln \rho_{к}^{8,25}$	$J_{НГМ}$	$\ln \rho_{к}^{1,05}$	$J_{ГМ}$	$\ln \rho_{к1}$	$\ln \rho_{к2}$
1	3,1	+											
2	3,1		+										
3	3,1			+									
4	3,1				+								
5	3,1					+							
6	3,3						+						
7	3,6							+					
8	3,7								+				
9	3,8									+			
10	3,9										+		
11	4,0											+	
12	1,8			+	+								
13	1,9					+							
14	1,9	+	+									+	+
15	2,0			+									
16	3,1			+				+					
17	3,1	+	+										

В качестве аргументов стохастических зависимостей рассматривались кажущиеся сопротивления  $\rho_k$  пластов, зарегистрированные градиент-зондами разных размеров — 1,05; 2,37; 4,25 и 8,25 м (в *ом·м*); истинное сопротивление пласта  $\rho_{п}$  (в *ом·м*); модуль левой ветви кривой БЭЗ  $\mu$ ; крутизна левой ветви  $\Delta \lg \rho_k / \Delta \lg L$ , определяемая по показаниям двух малых градиент-зондов; определенные по кривой стандартного потенциал-зонда кажущиеся сопротивления пачек пород, залегающих выше исследуемого пласта в интервалах 4 и 8 м  $\rho_{к1}$ ,  $\rho_{к2}$  (в *ом·м*); отношение отсчитанной от линии глини амплитуды кривой СП против изучаемого пласта к максимальной амплитуде кривой СП; отношение мощности пласта к диаметру скважины  $h/d_c$ ; показания нейтронного гамма-метода в единицах стандартного отклонения  $J_{НГМ}$  [20]; показания гамма-метода в единицах двойного разностного параметра  $J_{ГМ}$ .

Все зависимости для верейских отложений исследовались с помощью программы «РЕГР». Вследствие постоянства или малой изменчивости некоторых параметров ( $\rho_v$ ,  $\rho_p$ ), в формулы зависимостей были включены размерные величины  $\rho_{п}$ ,  $\rho_k$ .

Как видно из табл. 10, различия в геологических условиях изучаемых объектов практически не сказываются на эффективности многомерных зависимостей. Например, величина отношения  $S_{кп, \theta}^2 / S_{кп, r}^2$  практически одинакова для зависимости № 12 (табл. 10) и формулы (II.7).

№ зависимости	$S_{\ln k_{п,г}}$	Аргументы зависимостей									
		$\ln \frac{\rho_K^{0,5}}{\rho_\Phi}$	$\ln \frac{\rho_K^{1,05}}{\rho_\Phi}$	$\ln P_n$	$\ln \frac{\rho}{\rho_v \Phi}$	$\Delta U_{СП}$	$\alpha_{СП}$	$A_{СП}$	$\Delta J_{ПГМ}$	$\Delta J_{ГМ}$	$\ln H$
1	0,38	+									
2	0,39		+								
3	0,36			+							
4	0,29					+					
5	0,35						+				
6	0,32							+			
7	0,37								+		
8	0,39									+	
9	0,35										+
10	0,16	+				+					
11	0,15	+	+			+					
12	0,16	+				+					+
13	0,20		+			+					
14	0,19	+				+			+	+	
15	0,22			+		+			+	+	
16	0,22					+			+	+	
17	0,22					+			+	+	
18	0,22	+				+		+			
19	0,23	+				+		+			
20	0,23	+				+					
21	0,31								+	+	

Интересно отметить, что зависимости № 12, 13, 14 и 15 (табл. 10) имеют почти одинаковые значения  $S_{k_{п,г}}$ . В то же время, объединение наборов аргументов этих зависимостей не повысило точность оценки  $k_{п}$ . Следовательно, наборы аргументов зависимостей № 12—15 несут одну и ту же информацию о пористости пород.

Зависимость  $k_{п}$  от отношения  $\ln h/d_c$  является одной из лучших среди двумерных. Эта характеристика оказалась информативной и в многомерной зависимости № 12. При ее исключении из набора аргументов связь становится значительно слабее и величина  $S_{k_{п,г}}$  возрастает с 1,8 до 3,1% (зависимость № 16).

Интересно отметить роль «экраных» характеристик  $\rho_{к1}$  и  $\rho_{к2}$  в зависимости № 14. Если их не включать в число аргументов, ошибка оценки  $k_{п}$  значительно возрастает (см. зависимость № 17).

3. Рассмотрим результаты исследования стохастических зависимостей  $k_{п}$  с геофизическими характеристиками I горизонта продуктивной толщи месторождений Азербайджана. В табл. 11 приведены наборы аргументов и величины  $S_{\ln k_{п,г}}$  для ряда исследованных связей с помощью программы «РЕГР».

В отличие от рассмотренных выше примеров, функцией всех зависимостей служит не пористость, а натуральный логарифм  $k_{п}$ .

Такое преобразование функции позволило повысить эффективность аппроксимации зависимостей.

Зная среднеквадратичную погрешность оценки логарифма пористости  $S_{1n k_n}$ , можно подсчитать относительную ошибку оценки самой величины  $k_n$  при условии нормального распределения ошибок по следующей формуле:

$$\delta_{k_n} = \frac{\Delta k_n}{k_n} = e^{0,88 S_{1n k_n}} - 1. \quad (\text{II.8})$$

Так, для зависимости № 11 (табл. 11)  $\delta_{k_n} = 0,14$ , а для зависимости № 12  $\delta_{k_n} = 0,15$ .

Стохастическим зависимостям пористости от геофизических характеристик, установленным для отложений Азербайджана, свойственны существенно бо́льшая теснота многомерных связей по сравнению с двумерными, наличие одинаковых по интенсивности связей пористости с различными комплексами геофизических показателей. Проявляется еще одна интересная особенность стохастических связей — более тесная корреляция пористости с первичными геофизическими характеристиками, чем с геофизическим параметром  $P_n$  и «исправленными» показателями  $\alpha_{СП}$ ,  $A_{СП}$ .

Так, зависимость логарифма пористости от логарифма параметра пористости имеет погрешность  $S_{1n k_n} = 0,36$ . В то же время, связь логарифма пористости, с характеристиками ( $\rho_k/\rho_f$  и  $\rho_f/\rho_b$ ), по которым определяют обычно величину  $P_n$ , оказалась гораздо интенсивнее (зависимость № 20).

Аналогичная картина наблюдается при сравнении зависимостей, в которых фигурируют стандартизованные характеристики  $\alpha_{СП}$  и  $A_{СП}$  (зависимости № 5, 6, 18, 19) и величина  $\Delta U_{СП}$  (зависимости № 4, 10, 11).

4. Результаты изучения стохастических связей пористости с геофизическими характеристиками нижнемеловых отложений Краснодарского края показывают, что даже в условиях резкой изменчивости таких факторов, как литология, глубина залегания, географическое положение, существуют достаточно интенсивные и устойчивые зависимости (табл. 12). Напомним, что в данном случае объектом исследования являются отложения в пределах целого региона.

В исследованных зависимостях, как это видно из табл. 12, существенную роль играют параметры, характеризующие пластовые условия — глубина залегания  $H$ , температура  $t$  и мощность пласта  $h$ . В частности, если из набора аргументов зависимости № 7 изъять параметр  $H$ , то погрешность оценки пористости возрастает с 2,8 до 3,6% (см. зависимость № 11).

В дальнейшем следует более тщательно изучить корреляцию пористости с глубиной залегания и мощностью пласта (зависимость № 10).

№ связи	$S_{k_{II}}, \%$	Аргументы зависимостей								
		$\frac{\rho_{K^a}^0}{\rho_{\Phi}}$	$\frac{\rho_{K^{0.55}}^0}{\rho_{\Phi}}$	$\frac{\rho_{K^{0.55}}^1}{\rho_{\Phi}}$	$\alpha_{СП}$	$\frac{h}{d_c}$	$H$	$\frac{0,55}{d_c}$	$\Delta U_{СП}$	$\frac{\rho_{\Phi}}{\rho_B}$
1	5,3	+								
2	5,2		+							
3	5,0			+						
4	5,7				+					
5	5,7					+				
6	4,0						+			
7	2,8	+	+		+	+		+		
8	2,8	+			+	+		+		+
9	3,4		+		+			+		
10	3,4					+				
11	3,6	+	+		+				+	

Влияние параметра  $H$  на пористость настолько значительно, что наблюдается даже двумерная связь  $k_{II}$  с глубиной (зависимость № 6) (рис. 6).

5. В заключение приведем пример решения задачи оценки пористости путем исследования многомерных стохастических связей для отложений различных нефтегазоносных областей.

Анализ многомерных связей пористости с геофизическими характеристиками неогеновых, палеогеновых и верхнемеловых отложений Ферганской нефтегазоносной области, а также среднеюрских отложений Восточного Устюрта показал, что все эти отложения могут рассматриваться в качестве единого объекта. Это означает, что формулы многомерных связей оказываются устойчивыми для отложений обеих нефтегазоносных областей Средней Азии. В табл. 13 приведены некоторые сведения об изученных зависимостях.

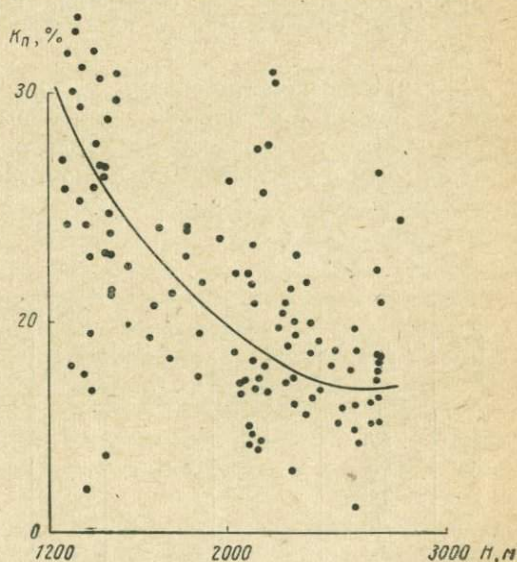


Рис. 6. Зависимость открытой пористости  $k_{II}$  от глубины залегания  $H$  нижнемеловых отложений Ейско-Березанского района Краснодарского края.

Комплекс характеристик включал отношения кажущихся сопротивлений двух малых зондов  $\rho_k^{0,5}$ ,  $\rho_k^{1,05}$  к сопротивлению  $\rho_\phi$ ; параметр пористости  $P_n$ ; отношение размера зонда  $L = 0,5$  м к диаметру скважины  $d_c$ ; относительную амплитуду  $\alpha_{СП}$  и исправленную по методике [53] относительную амплитуду  $\alpha'_{СП}$ ; показания гамма-метода в относительных единицах  $J_{ГМ}$ . Из табл. 13 видно, что 1) среди двумерных связей пористости с геофизическими характеристиками существенными являются зависимости  $k_n$  от  $P_n$ ,  $\alpha_{СП}$

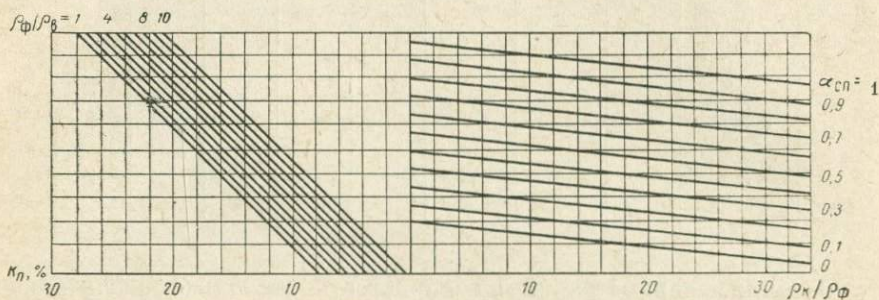


Рис. 7. Номограмма для определения пористости терригенных отложений Средней Азии по их геофизическим характеристикам.

и  $\alpha'_{СП}$ ; 2) погрешности оценки  $k_n$  для большинства формул многомерных связей практически одинаковы; 3) корреляция пористости с первичными геофизическими характеристиками оказывается более сильной, чем с геофизическим параметром  $P_n$  и исправленной величиной  $\alpha'_{СП}$ .

Таблица 13

№ зависимости	$S_{k_n, \Gamma, \%}$	Аргументы зависимостей							
		$\frac{\rho_k^{0,5}}{\rho_\phi}$	$\frac{\rho_k^{1,05}}{\rho_\phi}$	$P_n$	$\alpha_{СП}$	$\alpha'_{СП}$	$\frac{\rho_\phi}{\rho_B}$	$\frac{L_1}{d_c}$	$J_{ГМ}$
1	5,3	+							
2	5,1		+						
3	4,5			+					
4	4,5				+				
5	5,0					+			
6	5,8								+
7	2,5	+	+		+		+	+	
8	2,5	+			+		+		
9	2,5		+		+		+		
10	2,5	+			+		+		
11	2,8	+				+	+		
12	2,7			+	+				
13	2,8			+		+			
14	3,0	+		+	+	+			+

Несмотря на резкую изменчивость геологических условий, все формулы многомерных связей имеют простой вид. Приведем лишь одну из них:

$$k_{\Pi} = 13,2 - 0,11 \frac{\rho_{\kappa}^{0,5}}{\rho_{\Phi}} + 14,7\alpha_{\text{СП}} - 0,82 \frac{\rho_{\Phi}}{\rho_{\text{В}}} \quad (\text{II.9})$$

На рис. 7 приведена номограмма, соответствующая этой формуле.

#### § 4. Оценка проницаемости терригенных пород по комплексу промыслово-геофизических характеристик

Мы уже говорили о том, что даже самые лучшие двойные зависимости между проницаемостью и геофизическими величинами позволяют оценивать проницаемость с относительной ошибкой около 100%. Поэтому при постановке задачи оценки газопроницаемости по комплексу геофизических характеристик необходимо было установить многомерные стохастические связи, с помощью которых можно определить проницаемость с удовлетворительной точностью.

Исследование многомерных зависимостей между проницаемостью и геофизическими характеристиками производилось для следующих объектов: а) пашийских слоев  $D_I$  и  $D_{II}$  Туймазинского месторождения; б) отложений I горизонта продуктивной толщи месторождений Кюровдаг, Мишовдаг, Калмас и Кюрсангя; в) нижнемеловых отложений месторождений Ейско-Березанского региона Краснодарского края. Характеристика этих объектов дана в § 3 настоящей главы. Напомним лишь, что пашийские слои являются наиболее благоприятным объектом для применяющихся методик количественной интерпретации геофизических данных (однородность; большие мощности пропластков; постоянство литологии, возраста, глубин залегания, минерализации пластовых вод), а нижнемеловые отложения Краснодарского края — наименее благоприятным объектом (существенная изменчивость литологии, мощностей, глубин, давлений, температур, минерализации пластовых вод, географии и т. д.).

**Точность статистического предсказания газопроницаемости.** Точность решения задачи оценки газопроницаемости по геофизическим данным зависит не только от объективных факторов — комплекса геофизических характеристик, представительности kernового материала и т. п.

В значительной степени на нее влияет также выбор функций  $\psi_m$  для построения формулы зависимости.

Напомним, что при построении формул зависимостей пористости от геофизических величин качество аппроксимации в малой степени зависело от выбора этих функций.

Анализ результатов решения задачи оценки  $k_{\text{пр}}$  показывает, что даже в самых благоприятных условиях из-за неудачного выбора функций  $\psi_m$  точность прогноза с помощью построенных формул оказывается неудовлетворительной. Так, когда зависимость между  $k_{\text{пр}}$  и геофизическими характеристиками для пашийских слоев



Геологический объект	$\ln k_{\text{пр}, 0}$	$S \ln k_{\text{пр}}$	$S \ln k_{\text{пр}, \kappa}$	$S \ln k_{\text{пр}, \Gamma}$	$\frac{\Delta k_{\text{пр}}}{k_{\text{пр}}}$	$S \ln k_{\text{пр}}^{\text{доп}}$
Пашийские слои Туймазинского месторождения	2,0	0,7	—	—	—	—
Отложения Азербайджана	1,54	0,8	0,5	0,60	0,68	1,1
Нижнемеловые отложения Краснодарского края	1,7	0,9	0,83	0,35	0,38	1,0

Туймазинского месторождения, вскрытых на нефтеэмульсионном растворе, строились в виде

$$k_{\text{пр}} = f(\rho_{\kappa}^{2,25}, \rho_{\kappa}^{4,25}, \Delta U_{\text{СП}}, J_{\text{ГМ}}, \rho_{\text{п}}, h),$$

величина  $S_{k_{\text{пр}, \Gamma}} = 553 \text{ мд}$  при  $S_{k_{\text{пр}, 0}} = 665 \text{ мд}$ . Полученное решение нельзя признать удовлетворительным, так как величины  $S_{k_{\text{пр}, \Gamma}}$  и  $S_{k_{\text{пр}, 0}}$  отличаются несущественно.

Примерно такие же результаты были получены и для более сложного объекта — отложений Краснодарского края. Полином, выражающий формулу связи  $k_{\text{пр}}$  с геофизическими характеристиками, содержит 50 членов. Тем не менее  $S_{k_{\text{пр}, \Gamma}} = 750 \text{ мд}$  при  $S_{k_{\text{пр}, 0}} = 804 \text{ мд}$ .

В результате логарифмирования газопроницаемости и некоторых аргументов зависимостей удалось существенно снизить погрешность аппроксимации по сравнению с величинами  $S \ln k_{\text{пр}, 0}$  (табл. 14).

**Результаты изучения стохастических зависимостей между газопроницаемостью и геофизическими характеристиками.**

1. Для пашийских песчаников Туймазинского месторождения, вскрытых на нефтеэмульсионном растворе, одна из формул для оценки проницаемости, полученная с помощью программы «статистического прогнозирования», имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \ln k_{\text{пр}} = & 21,62 - 0,00016 \rho_{\kappa}^{2,25} - 0,0016 \rho_{\kappa}^{4,25} - 0,025 \Delta U_{\text{СП}} - \\ & - 5,34 J_{\text{ГМ}} - 20,93 J_{\text{ГМ}} + 0,17 \rho_{\text{п}} - 0,25 h. \end{aligned} \quad (\text{II.10})$$

В табл. 15 приведена соответствующая формуле (II.10) корреляционная матрица.

Наиболее высокие значения коэффициентов корреляции получены для двумерных связей логарифма проницаемости с показателями методов СП и естественной гамма-активности. По-видимому,

Таблица 15

Параметры	$k_{пр}$	$\rho_K^{2,25}$	$\rho_K^{4,25}$	$\Delta U_{СП}$	$J_{НГМ}$	$J_{ГМ}$	$\rho_p$	$h$
$k_{пр}$	1,0	0,42	0,36	0,57	0,11	-0,89	-0,30	0,28
$\rho_K^{2,25}$		1,00	0,53	0,06	-0,30	-0,47	-0,36	0,59
$\rho_K^{4,25}$			1,00	-0,27	-0,39	-0,40	-0,76	0,65
$\Delta U_{СП}$				1,00	0,71	-0,70	0,31	-0,28
$J_{НГМ}$					1,00	-0,28	0,27	-0,73
$J_{ГМ}$						1,00	0,29	-0,31
$\rho_p$							1,00	-0,41
$h$								1,00

основным фактором, влияющим на пористость и проницаемость пашийских слоев является их глинистость.

Для формулы (II.10), как и аналогичных ей, условие равенства левой и правой частей не выполняется. Поэтому в формулах для оценки  $k_{пр}$  присутствуют размерные константы. Вероятнее всего, это связано с тем, что среди аргументов зависимостей отсутствуют некоторые факторы, существенно влияющие на проницаемость.

2. Зависимости логарифма проницаемости от геофизических характеристик для отложений Азербайджана, исследованные с помощью программы «РЕГР», приведены в табл. 16.

Таблица 16

№ зависи- мости	$S_{\ln k_{пр}}$ , r	Аргументы зависимостей								
		$\rho_K^{0,5} \frac{1}{\ln \rho_{\Phi}}$	$\rho_K^{1,05} \frac{1}{\ln \rho_{\Phi}}$	$\ln P_n$	$\rho_{\Phi}^0 \frac{1}{\ln \rho_B}$	$\Delta U_{СП}$	$\alpha_{СП}$	$A_{СП}$	$\Delta J_{НГМ}$	$\Delta J_{ГМ}$
1	1,38	+								
2	1,42		+							
3	1,53			+						
4	1,30					+				
5	1,48						+			
6	1,50							+		
7	1,41							+		
8	1,50								+	
9	1,18									+
10	0,60	+				+				
11	0,60	+				+				+
12	0,60		+			+				+
13	0,60	+				+				+
14	0,60	+	+			+	+			+
15	0,85					+		+		+
16	0,60	+	+			+				+
17	1,30							+		+
18	1,00							+	+	+
19	1,30			+		+				+

№ зависи- мости	$S_{\ln k_{\text{пр}}, \text{г}}$	Аргументы зависимостей								
		$\ln \frac{\rho_K^{0,3}}{\rho_{\Phi}}$	$\ln \frac{\rho_K^{0,55}}{\rho_{\Phi}}$	$\ln \frac{\rho_K^{1,3}}{\rho_{\Phi}}$	$\alpha_{\text{СП}}$	$\Delta U_{\text{СП}}$	$\frac{h}{d_c}$	$\frac{0,55}{d_c}$	$\frac{\rho_{\Phi}}{\rho_B}$	$H$
1	1,68	+								
2	1,70		+							
3	1,64			+						
4	1,37				+					
5	1,40					+				
6	1,70						+			
7	1,63									+
8	0,35	+		+	+	+				+
9	0,9	+		+	+	+				+

Наблюдается значительное увеличение интенсивности связи при переходе от двумерных к многомерным, а также наличие нескольких, равноценных по величине  $S_{\ln k_{\text{пр}}, \text{г}}$  многомерных зависимостей. Интересно отметить корреляцию проницаемости с глубиной (зависимость № 9). В то же время в большинстве многомерных связей параметр  $H$  оказывается неинформативным. В частности, при добавлении в число аргументов (зависимость № 10) параметра  $H$  погрешность оценки  $\ln k_{\text{пр}}$  не уменьшается (зависимость № 11).

3. В табл. 17 приведены некоторые зависимости проницаемости от геофизических показателей для отложений Ейско-Березанского региона.

Как видно из таблицы, все двумерные зависимости геофизических характеристик и параметра  $H$  с  $\ln k_{\text{пр}}$  не существенны. Многомерная зависимость № 8 имеет среднюю квадратическую погрешность оценки  $\ln k_{\text{пр}}$ , равную 0,35, что соответствует относительной ошибке в определении проницаемости (около 0,40). В этой зависимости параметр глубины оказывается информативным (ср. зависимости № 8 и 9), несмотря на отсутствие двойной связи  $\ln k_{\text{пр}} = f(H)$ .

### § 5. Оценка нефтенасыщенности терригенных отложений

Задача оценки нефтенасыщенности по промыслово-геофизическим данным решалась методом регрессионного анализа только для наших отложений Туймазинского месторождения. Статистическая выборка состояла из пластов, вскрытых на нефтеэмульсионном растворе. На образцах керн, извлеченных из скважин, определялась нефтенасыщенность. Предполагалось, что она мало отличалась от насыщенности в пластовых условиях.

В качестве аргументов многомерных связей рассматривались те же характеристики, что и в задачах оценки пористости и проницаемости. С помощью программы «статистического прогнозирования» была построена следующая формула:

$$k_n = 38,3 + 0,72\rho_K^{4,25} + \Delta U_{\text{СП}} - 19,59J_{\text{ГМ}} - 3,80J_{\text{ГМ}} + 0,65h. \quad (\text{II.11})$$

Параметры	$k_{\Pi}$	$\rho_K^{4,25}$	$\Delta U_{\text{СП}}$	$J_{\text{НГМ}}$	$J_{\text{ГМ}}$	$h$
$k_{\Pi}$	1	0,38	0,72	0,17	-0,70	0,35
$\rho_K^{4,25}$		1	-0,16	-0,36	-0,34	0,57
$\Delta U_{\text{СП}}$			1	0,69	-0,71	-0,21
$J_{\text{НГМ}}$				1	-0,36	-0,68
$J_{\text{ГМ}}$					1	-0,03
$h$						1

Полученная формула линейна относительно входящих характеристик. Средняя квадратическая погрешность оценки  $k_{\Pi}$  по этой формуле составляет 9%. Величина  $S_{k_{\Pi},0} = 22\%$ . Наилучшая двойная связь нефтенасыщенности с  $J_{\text{ГМ}}$  имеет среднюю квадратическую погрешность в 1,7 раза большую, чем многомерная зависимость (1П.11).

В табл. 18 приведена корреляционная матрица насыщенности и скважинных характеристик.

### § 6. Анализ результатов исследования взаимосвязей между коллекторскими свойствами и промыслово-геофизическими характеристиками терригенных пород

При решении рассмотренных задач было исследовано большое количество различных связей между коллекторскими свойствами и геофизическими характеристиками терригенных пород. Анализ результатов этих исследований позволяет отметить некоторые общие закономерности, характерные для решенных задач оценки пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

1. Все формулы многомерных связей открытой пористости, проницаемости и нефтенасыщенности от геофизических показателей (так же, как и зависимости, изученные по керновым данным) точнее самых лучших двумерных зависимостей, оценивают значения коллекторских свойств горных пород.

Особенно значителен выигрыш в точности за счет перехода от двумерных связей к многомерным при оценке газопроницаемости терригенных коллекторов.

2. Точность решения различных задач оценки коллекторских свойств по комплексу геофизических характеристик практически не зависит от степени сложности изучаемых объектов. Иными словами, как для наиболее однородных пашийских отложений Туймазинского месторождения, имеющих достаточно большую мощность отдельных пропластков и постоянную минерализацию пластовых вод, так и для отложений нескольких месторождений, регионов,

нефтегазоносных областей и даже групп областей с резко изменчивыми геологическими условиями, эффективность решения задач оценки коллекторских свойств (пористости и проницаемости) почти одинакова.

Таким образом, как и в случае зависимостей по керновым материалам, многомерные связи между коллекторскими свойствами и геофизическими характеристиками горных пород значительно устойчивее двумерных.

3. При решении каждой задачи было проанализировано большое число разнообразных связей между коллекторскими свойствами горных пород и скважинными характеристиками. Почти во всех случаях обнаружено по нескольку зависимостей с различными наборами аргументов, имеющих близкие величины погрешностей оцениваемого коллекторского свойства.

Существование различных, близких по интенсивности связей между коллекторскими свойствами и геофизическими характеристиками свидетельствует о дублировании информации, получаемой в результате промыслово-геофизических исследований скважин. Иными словами, при решении каждой из задач можно было бы без ущерба для точности оценки параметров изъять часть методов из используемого комплекса геофизических измерений.

4. Среди аргументов исследованных многомерных связей рассматривались первичные геофизические характеристики, исправленные геофизические показатели и параметры, получаемые в результате интерпретации первичных материалов.

В большинстве задач вопреки априорным предположениям обнаружилась более тесная корреляция коллекторских свойств с первичными геофизическими характеристиками, нежели с исправленными величинами и геофизическими параметрами.

При решении задач оценки коллекторских свойств по комплексу геофизических данных в ряде случаев можно отказаться от наиболее трудоемкого и плохо разработанного промежуточного этапа — определения исправленных величин и геофизических параметров. При этом решение задач и сами решающие правила значительно упростятся, а точность оценок не уменьшится.

Второй вывод, который можно сделать, установив слабую корреляцию коллекторских свойств горных пород и геофизических параметров, — необходимость радикального усовершенствования методик оценки геофизических параметров горных пород. Это необходимо потому, что установленные многомерные зависимости между коллекторскими свойствами и геофизическими характеристиками представляют собой лишь частные решения задач статистического предсказания пористости, проницаемости и насыщенности коллекторов. Общие решения этих задач, на наш взгляд, могут быть найдены лишь путем анализа многомерных зависимостей между коллекторскими свойствами пород и их физическими параметрами, определяющими характер различных геофизических полей, наблюдаемых при геофизических исследованиях.

5. Среди аргументов многомерных зависимостей при решении задач оценки коллекторских свойств отложений Краснодарского края, Азербайджана и Средней Азии исследовались глубина залегания пласта и пластовая температура. Включение этих параметров в зависимости в некоторых случаях оказалось весьма эффективным.

Подробный анализ причин различного влияния параметров  $H$  и  $t$  на связи между коллекторскими свойствами и геофизическими величинами представляет, по-видимому, большой интерес с точки зрения выяснения особенностей процессов осадконакопления, вторичных процессов, приводящих к изменению пористости, проницаемости и т. д. Однако, он выходит за рамки настоящей работы.

При постановке задач статистического предсказания коллекторских свойств по комплексу геофизических данных в дальнейшем следует в каждом конкретном случае изучать влияние параметров  $H$  и  $t$  на исходные зависимости.

6. Небезынтересно проследить, как «ведут себя» в многомерных зависимостях с коллекторскими свойствами характеристики, отражающие условия измерения — мощность пластов, диаметр скважины, «экранные» сопротивления, размеры зондов и др. В процессе исследования многомерных зависимостей обнаружилось, что для некоторых из них влияние мощности пластов существенно (см. зависимости № 4, 12 в табл. 10).

В ряде задач оценки коллекторских свойств, особенно в условиях пластов малой мощности, добавляя в комплекс аргументов связей «экранные» характеристики, можно рассчитывать на использование для решения этих задач даже «искаженных» показаний больших зондов БЭЗ.

### **§ 7. Оценка коллекторских свойств горных пород по геофизическим данным для подсчета запасов и контролирования разработки месторождений нефти и газа**

При использовании статистических методов оценки коллекторских свойств в практике промыслово-геофизических исследований можно ожидать значительного повышения эффективности этих исследований как при разведке месторождений нефти или газа, так и при их разработке.

Рассмотрим два примера, показывающие возможности эффективного использования геофизических данных при подсчете запасов и разработке месторождений в случае, если оценка коллекторских свойств горных пород производится на основе многомерных зависимостей пористости и проницаемости от скважинных геофизических характеристик.

**Пример 1.** В процессе решения задачи оценки пористости верейских отложений Оренбургской области был сделан следующий эксперимент. Вся статистическая выборка случайным образом разделилась на две части: первая — объемом в 40 пластов и вторая — объемом в 28 пластов. По первой части были построены формулы

№ связи	Интервал, м	$k_{\Pi} = f(\alpha_{\text{СП}}, \mu, h/d_c), \%$	$k_{\Pi} = f$	$k_{\Pi} = f$	$k_{\Pi \text{ ср}}, \%$	$k_{\Pi, \text{к}}, \%$
			$\left( \frac{\Delta \lg \rho_K}{\Delta \lg L}, \rho_K^{8,25} \right), \%$	$\left( \rho_K^{4,12}, \rho_K^{2,37}, \rho_{K1}, \rho_{K2} \right), \%$		
<b>Родинская площадь</b>						
201	1806,2—1806,9	13,3	9,3	11,0	11,2	16
201	1812,2—1815,2	11,2	11,5	12,6	11,8	10
201	1815,2—1815,8	14,0	10,9	11,8	12,2	12,4
202	1740—1742	12,6	13,5	11,5	12,8	13,5
202	1743,2—1745,8	13,0	14,5	12,1	13,2	10,9
202	1747—1750	11,5	13,0	12,3	12,3	12,2
202	1754,4—1756	12,9	12,5	11,3	12,2	11,6
202	1758,4—1760,8	12,4	12,3	12,7	12,4	15
202	1766,4—1771,2	6,6	13,7	12,2	10,8	9,5
204	1772—1776	12,6	12,9	11,8	12,4	9,9
204	1781,4—1783	12,2	11,4	12,1	11,9	9
204	1792,3—1797,7	11,5	16,1	10,8	12,8	9,3
206	1828,2—1833,8	16,1	11,4	17,9	15,1	19,9
206	1835,2—1837,4	12,8	9,5	16,3	12,9	15,5
207	1790,7—1791,8	12,1	9,7	11,3	11,03	12,3
207	1791,8—1796,1	12,3	10,7	11,6	11,5	8,7
208	1793,2—1796,5	13,5	14,0	17,1	14,8	12,6
208	1802,7—1805,4	10,8	10,3	11,5	10,9	4,6
208	1809,4—1812,1	10,0	10,9	11,7	10,9	8,1
209	1723,2—1725,3	12,8	13,4	10,9	12,4	10,4
209	1726,2—1728,2	12,6	13,1	11,6	12,4	20,4
209	1737—1739,1	13,0	15,3	11,5	13,2	9,9
209	1743—1749	9,9	16,6	12,1	12,8	13,8
212	1765,2—1766,3	12,1	7,1	17,3	12,2	8,8
212	1786,4—1788,9	11,2	11,0	11,3	11,2	10,8
<b>Покровская площадь</b>						
106	1719,8—1726	13,5	17,8	13,5	14,9	21,6
106	1726,6—1735	25,2	19,8	14,2	19,7	19
110	1776,9—1783,1	23,2	15,8	22,4	20,5	21,6
113	1757,2—1776,6	36,1	23,3	14,2	24,2	21,3
113	1771,4—1776,6	23,6	23,6	14,5	20,6	20,7
Математическое ожидание $M(k_{\Pi})$		14,2	13,5	13,1	13,6	13,3

зависимостей, аналогичные зависимости № 12, 13, 14 (см. табл. 10). Для пластов второй части по каждой из формул и по керну подсчитывались значения открытой пористости (табл. 19). Почти для всех пластов оценки открытой пористости по различным формулам связей и керну удовлетворительно согласуются между собой. По каждой формуле и по керну рассчитывались математические ожидания  $M(k_{\Pi})$ , которые обычно используются при подсчете запасов. Из

табл. 19 видно, что эти оценки весьма близки. Если по керну средняя арифметическая величина пористости составляет 13,3%, то по формулам она составила соответственно 14,2; 13,5; 13,1%. Допуская, что эти оценки независимы (такое допущение возможно, потому что аргументы в формулах разные), получим среднюю величину математического ожидания  $k_n$  по геофизическим данным, равную 13,6%.

Столь близкое совпадение оценки  $M(k_n)$  по керну и по геофизическим данным объясняется следующим. Для каждой из использованных формул средняя квадратическая ошибка оценки  $k_n$  пласта по сравнению с керновыми определениями составляет 2,6%.

Средняя квадратическая ошибка определения  $M(k_n)$  пласта в пределах исследуемой площади по керну

$$S_{M(k_n), \kappa} = \sqrt{\frac{S_{k_n, 0}^2 - S_{k_n, \kappa}^2}{28}} = \sqrt{\frac{4,7^2 - 1,8^2}{28}} = 0,81\%.$$

Средняя квадратическая ошибка определения этой же характеристики по одной из формул<sup>1</sup>

$$S_{M(k_n), \Gamma} = \sqrt{\frac{S_{k_n, 0}^2 - S_{k_n, \kappa}^2 + S_{k_n, \Gamma}^2}{28}} = \sqrt{\frac{4,7^2 - 1,9^2 + 1,8^2}{28}} = 0,88\%.$$

Значения  $S_{k_n, 0}$ ,  $S_{k_n, \kappa}$ ,  $S_{k_n, \Gamma}$  взяты из табл. 8. При использовании формул для оценки  $M(k_n)$  погрешность  $S_{M(k_n), \Gamma}$  уменьшится примерно в  $\sqrt{3}$ . Поэтому различия в значениях оценки  $k_n$  по керновым и геофизическим данным оказались столь близкими.

Таким образом, ошибка в оценке среднего значения пористости 28 пластов по трем формулам с независимыми наборами аргументов должна равняться 0,5%.

Приведенный пример показывает возможность получения одинаковых по точности оценок коллекторских свойств пласта по геофизическим данным и по керну при хорошей представительности последнего.

Можно ожидать, что в условиях, когда число геофизических определений коллекторских свойств пластов будет превышать количество оценок этих величин по керну (а так бывает в большинстве случаев), точность определения средних значений пористости, проницаемости и других свойств пласта, группы пластов и т. д. по геофизическим данным окажется несравненно более высокой, чем по керну.

**Пример 2.** Для четырех пачек нижнемеловых отложений Ленинградского и Майкопского газоконденсатных месторождений Ейско-Березанского региона Краснодарского края были оценены коллекторские свойства с помощью установленных многомерных зависимостей между  $k_n$ ,  $k_{np}$  и геофизическими характеристиками.

<sup>1</sup> Проведенные расчеты, строго говоря, справедливы при равенстве дисперсий пористости в пределах пласта и по площади.



№ пачки	$M(h_{п}), г$	$M(h_{п}), к$	Количество пластов, охарактеризованных керном
1	20,0	19,4	9
2	20,6	22,8	15
3	20,5	17,7	11
4	20,7	21,7	10

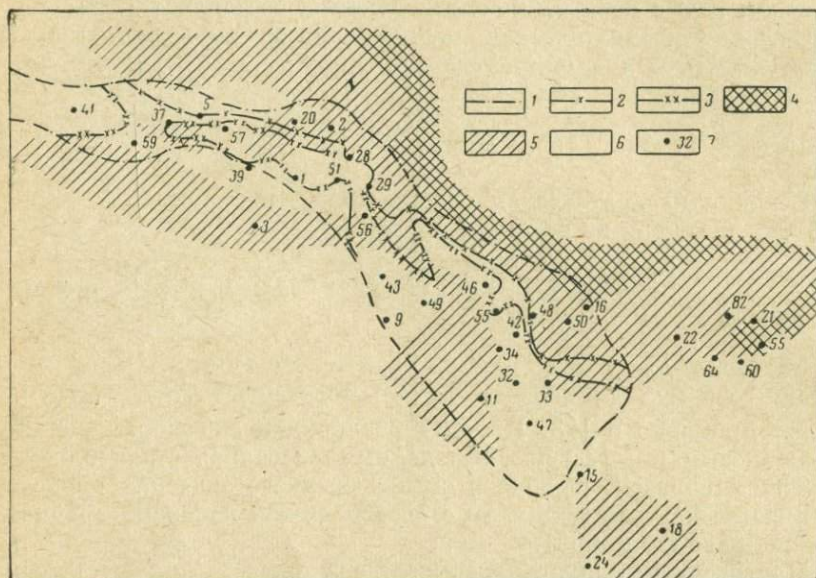


Рис. 8. Схематическая карта проницаемости.

1 — внешний контур газоносности; 2 — граница продвижения контурных вод на 1/II 1964 г.; 3 — граница продвижения контурных вод на 1/X 1966 г.; 4 —  $h_{пр} > 1000$  мд; 5 —  $h_{пр}$  от 1000 до 600 мд; 6 —  $h_{пр} < 600$  мд; 7 — скважина и ее номер.

В табл. 20 приводятся математические ожидания открытой пористости для коллекторов Ленинградского месторождения, определенные по керну и по геофизическим данным.

Некоторые расхождения оценок по геофизическим и керновым данным в основном объясняются разницей в количестве тех и других определений. Если число пластов, охарактеризованных керном, в лучшем случае равно 15, то геофизические определения для каждой пачки производились, по крайней мере, по нескольким десяткам пересечений пласт — скважина.

Для отдельных пачек и для всего III продуктивного горизонта Ленинградского и Майкопского месторождений по геофизическим данным были построены карты пористости и проницаемостей. На рис. 8 приведена карта газопроницаемости для коллекторов

2-й пачки III горизонта Ленинградского месторождения, а также изменения положения газо-водяного контакта в процессе разработки месторождения. Эти изменения согласуются с закономерностями распределения проницаемости по пласту. Коллекторы с относительно высокими значениями газопроницаемости прослеживаются в северной и юго-западной частях структуры. К этим же участкам приурочено наиболее интенсивное продвижение контурных вод (скв. 2 и 52; 30 и 4; 50 и 12).

Связь между закономерностями изменения коллекторских свойств нижнемеловых отложений и изменениями во времени газо-водяного контура удалось подметить лишь благодаря детальности карт пористости и проницаемости. Совершенно очевидно, что на основе керновых данных построить такие детальные карты нельзя (см. табл. 20).

### *Глава III*

#### **ОРГАНИЗУЮЩАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОЙ НЕПРЕРЫВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА ЦИФРОВЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИНАХ**

Повышение эффективности геофизических исследований скважин осуществляется усовершенствованием аппаратуры и методики интерпретации получаемых материалов. Очевидно, методика обработки должна учитывать как особенности методики измерения и применяемого комплекса, так и специфику изучаемого объекта. С этой точки зрения большой практический интерес представляет создание систем автоматической интерпретации геолого-геофизических данных, использующих в решении по возможности всю имеющуюся информацию как по гибкости логики, так и по возможности учета специфических особенностей объекта исследования не уступающих существующим способам обработки, а по другим характеристикам, значительно превосходящих последние.

Однако, проблема создания системы автоматической интерпретации, более эффективной, чем «ручные» способы обработки, встречает серьезные трудности теоретического и практического характера. В частности, автоматическая обработка геолого-геофизической информации немислима без создания цифровой регистрирующей аппаратуры и комплекса цифровых преобразователей.

Помимо аппаратурного комплекса необходима разработка математического обеспечения универсальных цифровых вычислительных машин, разработка алгоритмов и программ для обработки геофизических и геологических данных, учитывающих геологические особенности строения района и коллекторов нефти и газа, информацию о методике промыслово-геофизических исследований и аппаратуре, технологию бурения.

Существующие связи между этими различными элементами разнообразной и разнородной информации описываются в виде совокупности моделей. Под понятием модель подразумевается математическая запись связи или алгоритм преобразования параметров, представляющих реальную связь некоторых свойств изучаемого объекта. Модель реализуется в виде отдельных программ (блоков), и число их, как правило, достаточно велико.

В связи с этим возникает необходимость в разработке организующей системы, специализированного геофизического интерпретатора (ГИ), в функции которого входит организация решения определенной задачи (точнее определенного класса задач обработки информации), задаваемой набором исходных данных, набором неизвестных величин и условий (гипотез), набором моделей или связей этих величин.

В главе рассматриваются принципиальные вопросы создания комплекса математического обеспечения обработки и автоматической интерпретации комплекса электрических и радиометрических методов.

Поясним термин непрерывная автоматическая интерпретация. Традиционный подход к обработке промыслово-геофизических данных основан на широко известной модели изучаемого объекта: пласт конечной мощности, пересеченный скважиной и имеющий зону проникновения. Однако это не единственно возможная рабочая модель. Использование ЭВМ позволяет применять более сложные модели — случайные функции пространственных координат с ограниченным спектром. В этом случае геологический разрез представляется как совокупность непрерывных функций физических свойств (сопротивление, пористость и т. п.), а наблюдаемые геофизические параметры — суть усредненные характеристики этих физических свойств, причем эти средние значения относятся к месту положения геофизического прибора, а закон усреднения определяется характером физического поля вокруг измерительной установки. Поэтому интерпретация геофизических данных, исходя из этой модели, заключается в преобразовании непрерывных кривых геофизических параметров в кривые искомых физических свойств (пористость, нефтенасыщенность и т. п.). Следует отметить, что многие прямые и обратные задачи непрерывной модели геологического разреза в настоящее время решены лишь приближенно и далеко не во всех случаях. Однако даже в этом случае при определенных условиях (прежде всего, когда непрерывная модель лучше описывает объект, чем слоистая) непрерывная интерпретация может оказаться более эффективной, чем традиционная схема обработки.

## **§ 1. Принципы организации системы автоматической интерпретации**

Автоматическая интерпретация частично или полностью замещает интерпретатора-геофизика при обработке и принятии решения о принадлежности объекта к данному классу либо оценке параметров

объекта. Система, выполняющая эти функции, должна обладать гибкостью, не уступающей интерпретатору, и обрабатывать всю информацию, доступную интерпретатору. Система автоматической интерпретации в известном смысле имитирует (моделирует) работу интерпретатора и представляет его программную модель. Интерпретатор, используя известные ему закономерности и представления, вводит поправки (учитывает влияния) и выносит решение, «очищенное» от различных искажающих явлений.

Существует два пути построения схемы автоматической интерпретации (задачи формализации<sup>1</sup>), соответствующих двум исходным формализуемым системам: интерпретатору и «природе» (точнее обратной модели природы) [72].

Первый путь использует в качестве прототипа работу интерпретатора. Поэтому при формализации система старается повторить (смоделировать) приемы «ручной» обработки и представить эти процедуры на машинном языке. Этот путь, по-видимому, позволит построить схему обработки, не уступающую «ручной», однако технологические возможности человека и машины при обработке существенно различны, что приводит к значительному снижению эффекта автоматизации.

Кроме этого, процедура формализации «ручных» приемов (как всякое преобразование) неизбежно приводит к потере информации на этапе построения алгоритмов обработки. Примерами формализации «интерпретатора» являются программа литологического расчленения по комплексному коду Н. Н. Сохранова [56], представляющая программу классификации с обучением, проведенным вручную; метод характерных точек А. Е. Куликовича [40], основанный на морфологическом анализе кривых; большая программа Е. А. Брейтенбаха [72], повторяющая работу квалифицированного интерпретатора.

Пример формализации природы дан в [28], суть которой состоит в следующем: все процессы, происходящие при измерении, а также связи и закономерности представляются как информационные процессы, т. е. как процессы преобразования информации. Таким образом, при формализации строится модель преобразования информации (информационная модель) от исходных параметров (от компонентного состава горной породы и структурных параметров, описывающих пространственно-временную организацию компонент) к физическим макросвойствам, далее через датчик, электронную схему до диаграммного материала (см. § 2 настоящей главы). Эта информационная модель (цепочка преобразований) называется прямой моделью.

Процедура интерпретации, осуществляющая переход от диаграмм к интересующим нас геологическим свойствам породы, является обратной моделью. Обратная модель природы представляется как

---

<sup>1</sup> Построение модели некоторой системы называется формализацией этой системы.

схема обращенного моделирования информационных процессов, происходящих при изучении (измерении) свойств интересующего нас объекта. Таким образом, всякой методике интерпретации (автоматической либо ручной) соответствует прямая модель, обращением которой и является данная методика интерпретации. Чем точнее прямая модель отражает реальные процессы, тем обоснованнее методика интерпретации и точнее результат. Неучтенные в информационной модели эффекты рассматриваются как помехи. При интерпретации не все параметры, входящие в прямую модель, известны, поэтому необходимы дополнительные предположения для построения обратной модели. Кроме того, не всегда удается найти точное решение обратной задачи из-за возникающих математических трудностей. Поэтому пользуются приближенными формулами или вычислительными процессами. Это приводит к отклонению получаемых в результате обработки оценок от истинных значений параметров, называемому интерпретационной ошибкой [28].

Часто модель какого-либо этапа преобразования неизвестна, либо априорные сведения об информационном процессе весьма приближенны. В этом случае целесообразно использовать методы классификации и прогнозирования свойств геологических объектов, основанные на статистической обработке массивов геолого-геофизической информации (см. часть вторую, гл. I, II).

Составленная в результате формализации реальных процессов прямая информационная модель определяет порядок работы блоков системы автоматической интерпретации. Этот порядок должен быть строго обратным порядку блоков в прямой модели. Заметим, что при «ручной» обработке бывают случаи перестановки операций (вообще говоря некоммутиационных), что может привести к большим ошибкам.

Геофизический интерпретатор должен обеспечить порядок работы блоков, обратный заданной прямой модели. Кроме правильного порядка работы обратных моделей (блоков), необходимо обеспечить работу системы при решении различных задач, связанных с вариацией входных данных, искомым значениям, либо дополнительных условий (уменьшение времени счета при заданной точности и др.). Вопрос сводится к созданию входного и внутреннего языка геофизического интерпретатора, обеспечивающих возможность потребителя решать достаточно широкий класс задач, оперативно вмешиваться в ход решения, контролировать промежуточные и конечные результаты.

Рассмотрим следующие принципы, положенные в основу геофизического интерпретатора.

1. Универсальность системы обработки, заключающаяся в использовании всей доступной информации при решении на ЭВМ широкого круга задач нефтепромысловой геологии. Лишь при условии использования в обработке всей имеющейся информации можно получить более эффективную систему в сравнении с существующими методами обработки и интерпретации.

2. Гибкость комплекса обработки, позволяющая достаточно просто вносить изменения в вычислительный процесс при изменении условий, данных, искомого, облегчает приспособление технологии работ к специфическим условиям данного вычислительного центра, учет состава оборудования и т. п.

3. Обеспечение возможности специалисту (геофизику, геологу), не знакомому с программированием, вмешиваться в ход решения; организация переменной степени автоматизации. Последнее означает, что по мере увеличения функциональных возможностей и эффективности автоматической системы обработки узловые решения и отдельные этапы, выполняемые традиционными методами, будут осуществляться системой обработки.

4. Возможность контроля и коррекции решения.

При разработке также учитывалась возможность использования накопленного фонда программ при решении задач на ЭВМ, которые можно включать в систему с минимальными переделками.

Комплекс ГИ-1 (в коде машины М-20) предназначен для решения трех основных типов задач.

1. Обработка и интерпретация промыслово-геофизической и геологической информации.

2. Анализ эффективности промыслово-геофизических методов исследования скважин и их комплексов (анализ информационных систем).

3. Расчет оптимальных систем (синтез информационных систем). Комплекс ГИ-1 включает организующие блоки, библиотеку блоков (программ), статус (исходная, текущая и итоговая информация об исследуемом объекте), цифровой информационный фонд (ЦИФ), граф (алгоритм решения задачи).

Организующие блоки обеспечивают управление процессом решения, автоматизируют необходимые технические процедуры и обеспечивают слежение за ходом решения, выдачу информации, контроль и коррекцию работы основных элементов комплекса (входной информации, УЦВМ, внешних устройств, оператора за пультом). В комплексе ГИ-1 имеется семь организующих блоков 1) управляющий У, 2) блок стандартизации БС, 3) переводчик П, 4) снабженец С, 5) диспетчер Д, 6) генератор сообщений, 7) контролер-коллектор.

Библиотека блоков включает геофизические, геолого-технические, петрофизические и другие блоки. Каждый блок в библиотеке состоит из программы (тела блока) и описателя, содержащего необходимую информацию о теле (программе), о входных величинах и результатах. Блоки являются «строительным материалом» для составления метода решения — графа. Чтобы сменить задачу достаточно сменить граф.

Библиотека является открытой и в настоящее время содержит около 200 блоков.

Статус содержит исходную и всю последующую информацию об исследуемом объекте, получаемую в процессе решения и состоит

из шести разделов: описание задачи, геофизическая информация, геолого-технические данные, параметры блоков, экономическая информация, промежуточные результаты.

Цифровой информационный фонд ЦИФ является хранилищем информации. ЦИФ содержит числовую информацию (первичные данные наблюдений и результаты их переработки) и математическое обеспечение (хранилище программ, описателей, графов). Рубрикация и макетирование информации в настоящее время не устоялись, поэтому в цифровом информационном фонде пока используются простейшие классификации и кодировки. В отличие от ЦИФ статус и библиотека являются рабочим полем ГИ-1.

Работа ГИ-1 выполняется в следующем порядке. Управляющий блок осуществляет настройку и загрузку входной информацией посредством блока стандартизации, выбор метода решения (выбор и коррекцию графа).

Граф является входной информацией для диспетчера, который обеспечивает заданную последовательность работы блоков. Снабженец отвечает за правильную цифровую информацию в процессе решения (программ, входной информации, результатов). По номеру (имени) блока, заданному диспетчером, снабженец отыскивает в библиотеке блок (описатель и тело), преобразует описатель при помощи блока переводчика и записывает в оперативную память информацию, необходимую блоку, передает управление на работу блока, после переработки он запоминает результат, предварительно обратившись в контролеру-корректору для проверки, сигнализации об ошибках оператору и, если необходимо и возможно, исправления результата. Затем снабженец обращается в заданном месте графа к генератору сообщений для выдачи необходимой информации в заданной форме на печать, графоастроитель и т. д.

## § 2. Непрерывная интерпретация промыслово-геофизических материалов на ЭВМ

Пример непрерывной автоматической интерпретации данных электрических и радиоактивных методов рассмотрен для карбонатного разреза Татарии и Белоруссии. Реализован алгоритм (граф) непрерывного преобразования геофизических кривых в кривые физических и геологических параметров, представляющих интерес при разведочных работах на нефть и газ.

Такой подход позволяет учесть при интерпретации особенности геофизической аппаратуры и методики измерений и вместо отсчетов против зачастую субъективно выбранных пластов рассматривать кривые геофизических параметров путем непрерывного прослеживания и изучения закономерностей изменения свойств по разрезу во всех деталях, выделяемых на геофизических диаграммах. В этом случае появляется возможность произвести детальное исправление диаграмм за влияние различных факторов и преобразовать их непосредственно в масштаб физических свойств, что уменьшает вероят-

ность пропуска продуктивного интервала и увеличивает ценность геофизической информации.

В одном из вариантов автоматической интерпретации для условий Татарии обрабатывался комплекс ИМ, БМ, ГМ, НГМ с целью получения кривых параметра насыщения и пористости пород. В этом варианте используются методика Вилли [14], и методика «нормализации» [27], предложенная Заляевым.

В алгоритме автоматической интерпретации применительно к условиям Белоруссии обрабатывались кривая сопротивления (БМ), кривые НГМ и ГМ совместно с керновыми определениями для получения кривых пористости, параметра насыщенности и глинистости.

В соответствии с теоретическими соображениями (см. § 1 настоящей главы) была построена модель преобразования информации при исследовании электрических и радиоактивных свойств карбонатных коллекторов с гранулярным типом пористости.

На рис. 9 изображен пример информационной модели, представленной в виде цепочки преобразований от исходных параметров:  $k_n$  (коэффициент пористости),  $k_{гг}$  (коэффициент глинистости),  $P_n$  (параметр насыщенности) до диаграммного материала  $\rho_{БМ}$ ,  $\tilde{J}_{НГМ}$ ,  $\tilde{J}_{ГМ}$ .

Цепочка преобразований состоит из  $F_0$  — переход от исходных петрофизических свойств к измеряемым физическим свойствам;  $F_1$  — преобразование зондом физических свойств в кажущиеся значения с учетом влияния скважины, вертикальной и радиальной неоднородности среды;  $F_2$  — преобразование аппаратурой кажущихся значений в геофизическую диаграмму, включая градуировку кривых. Задача интерпретации состоит в том, чтобы зная вид преобразований  $F_0$ ,  $F_1$ ,  $F_2$  прямой модели, построить обратную модель  $F_3 = F_2^{-1}$ ,  $F_4 = F_1^{-1}$ ,  $F_5 = F_0^{-1}$  и перейти от диаграмм к исходным параметрам  $k_n$ ,  $k_{гг}$ ,  $P_n$ .

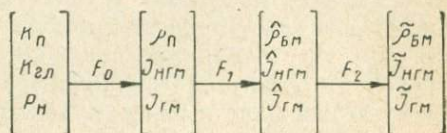
Все прочие параметры, влияющие на показания геофизических методов, определяют как шумы — изменения минералогического состава и структурных компонент среды: плотности, трещиноватости и кавернозности, излучение изотопа  $K^{40}$ , загипсованность, процентное содержание U, Th, Ra в глинах и т. д.

Сопротивление пластов определяется по формуле

$$\rho_n = \frac{a P_n}{k_n^m} \rho_v, \quad (II.12)$$

где  $\rho_v$  — сопротивление пластовой воды;  $a \approx 1$ ;  $m \approx 2$ .

Прямая модель



Обратная модель

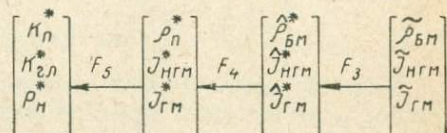


Рис. 9. Информационная модель для условий Белоруссии.



Показания НГМ в основном определяются водородосодержанием пластов и поэтому зависят главным образом от общей пористости и глинистости:

$$J_{\text{НГМ}} = f(k_{\text{п}}, k_{\text{гл}}). \quad (\text{II.13})$$

Естественная гамма-активность определяется глинистостью [43]

$$J_{\text{ГМ}} = ak_{\text{гл}} + \beta. \quad (\text{II.14})$$

Таким образом, преобразование  $F_0$  задается формулами (II.12) — (II.14). Преобразование  $F_1$  состоит из прямых задач бокового и радиоактивного методов.

Точное решение прямых задач для реальных моделей среды представляет известные трудности. Идеализация реальной модели среды позволяет провести приближенное решение и в значительной степени учесть влияние скважины и вертикальной неоднородности среды. Так, влияние скважины на показания зондов может быть оценено для пласта неограниченной мощности [73, 74, 83]:

$$\hat{J}'_{\text{НГМ}} = f(k_{\text{п}}d_{\text{с}}), \quad (\text{II.15})$$

$$\rho'_{\text{БМ}} = k_{\text{с}}\rho_{\text{п}} + (1 - k_{\text{с}})\rho_{\text{п}}, \quad (\text{II.16})$$

$$\hat{J}'_{\text{ГМ}} = J_{\text{ГМ}}A^{-1}(d_{\text{с}}, \gamma_{\text{п}}). \quad (\text{II.17})$$

Влияние вертикальной неоднородности на РМ изучено недостаточно, поэтому была предпринята попытка упрощенного описания эффекта влияния вертикальной неоднородности на ГМ и НГМ в предположении его линейности. Это приводит к аппроксимации решения в виде линейного интегрального оператора:

$$\hat{J}_{\text{НГМ}}(z) = \int_{-\infty}^{+\infty} h_1(z - z_1) \hat{J}'_{\text{НГМ}}(z_1) dz_1, \quad (\text{II.18})$$

$$\hat{J}_{\text{ГМ}}(z) = \int_{-\infty}^{+\infty} h_2(z - z_1) \hat{J}'_{\text{ГМ}}(z_1) dz_1. \quad (\text{II.19})$$

Для аппроксимации опробованы различные ядра; наилучшие результаты получены при выборе в качестве ядра центрированной функции Лапласа

$$L(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{z^2}{2\sigma^2}}. \quad (\text{II.20})$$

В результате обработки экспериментальных [57] и теоретических [26] данных получены оценки величины  $\sigma$  для НГМ и ГМ. Вертикальная характеристика бокового метода также была аппроксимирована линейным интегральным оператором с ядром типа (II.21) в масштабе проводимости, поскольку по вертикальной раз-

решающей способности БМ является методом проводимости, а не сопротивления

$$\rho_{\text{БМ}}(z) = \left[ \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{L_3(z-z_1)}{\rho_{\text{П}}(z_1)} dz_1 \right]^{-1}. \quad (\text{II.21})$$

Для аппроксимации  $L_3$  были использованы палетки АБК-3, полученные моделированием на электронинтеграторе с учетом скважины диаметром 16,3 см [1].

Таким образом, преобразование  $F_1$  задается формулами (II.15) — (II.21). Помехами в данном случае являются ошибки аппроксимации реальной модели среды и неточности формул: влияние проникновения и другие неоднородности, ошибки аппроксимации решений прямых задач, зависимость влияний радиальной и вертикальной неоднородности среды.

Преобразование  $F_2$  представляет геофизическую аппаратуру и задается следующими формулами:

$$\tilde{\rho}_{\text{БМ}}(z) = a_1 \rho_{\text{БМ}}(z) + b_1, \quad (\text{II.22})$$

$$\tilde{J}_{\text{НГМ}}(\tilde{z}) = a_2 \int_{-\infty}^{\frac{z}{v}} \left( J_{\text{НГМ}} + \alpha \hat{J}_{\text{ГМ}}(\zeta) \exp \left[ \frac{-\frac{z}{v} - \zeta}{\tau_1} \right] d\zeta \right) + b_2, \quad (\text{II.23})$$

$$\tilde{J}_{\text{ГМ}}(\tilde{z}) = a_3 \int_{-\infty}^{\frac{z}{v}} \hat{J}_{\text{ГМ}}(\zeta) \exp \left[ \frac{-\frac{z}{v} - \zeta}{\tau_2} \right] \frac{1}{\tau_2} d\zeta + b_3, \quad (\text{II.24})$$

где  $a_1, b_1, a_2, b_2, a_3, b_3$  — масштабные коэффициенты БМ, НГМ, ГМ (с учетом флуктуации излучения); интегралы (II.23) и (II.24) выражают искажение НГМ и ГМ интегрирующей ячейкой с постоянной  $\tau$ ;  $\tilde{z} = z + \delta z$  — значения глубины, нанесенные на диаграмму, отличающиеся от истинной глубины  $z$  на величину ошибки  $\delta z$ ;  $\alpha$  — отношение эффективностей каналов НГМ и ГМ;  $v$  — скорость регистрации (const).

Параметры, входящие в прямую модель ( $F_0, F_1, F_2$ ), при интерпретации известны не все, поэтому необходимы дополнительные предположения для построения обратной модели.

Порядок обработки диаграммы системой автоматической интерпретации следующий:

$$F_3 \approx F_2^{-1} \rightarrow F_4 \approx F_1^{-1} \rightarrow F_5 \approx F_0^{-1}.$$

На рис. 10 приведена последовательность обработки (граф интерпретации), начиная с работы организующей программы и далее последовательность этапов обработки, в соответствии с приведенной

алгебраической записью системы интерпретации. Остановимся на описании отдельных этапов обработки.

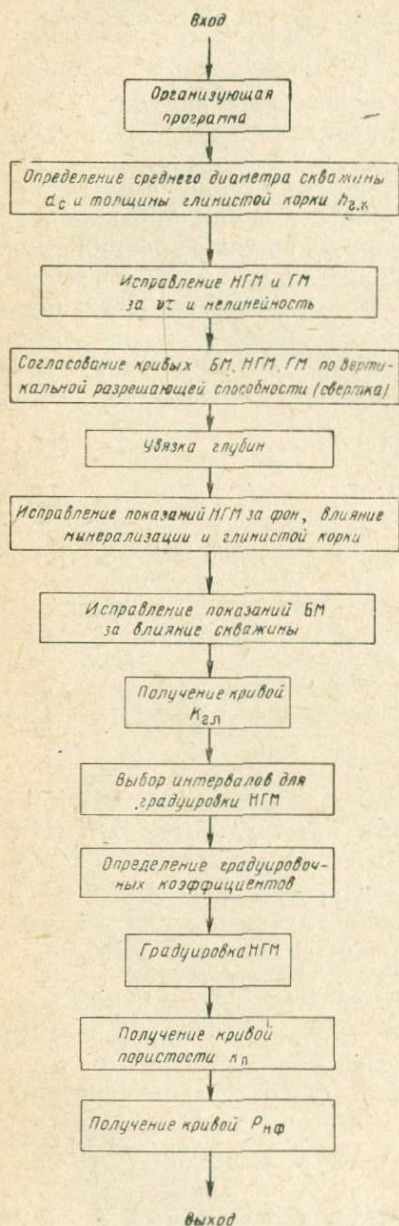


Рис. 10. Блок-схема последовательности обработки.

1. Для исправления показаний БМ и РМ за влияние скважины необходимо знать фактический диаметр скважины  $d_c$  и толщину глинистой корки  $h_{г.к.}$ . Эти величины рассчитываются по кавернограмме, предварительно усредненной в заданном интервале  $H$ , т. е. вместо кавернограммы используется значение текущего среднего  $\bar{d}_c$ . Кавернограмма увязывается по вертикальной разрешающей способности с другими методами (каверномер имеет практически идеальную вертикальную разрешающую способность).

2. Исправление НГМ и ГМ за влияние интегрирующей ячейки производится по формулам

$$J_{\text{НГМ}}^* - \alpha \hat{J}_{\text{ГМ}}^* = \frac{\tilde{J}_{\text{НГМ}} - b_2}{a_2} + v\tau_1 \frac{d\tilde{J}_{\text{НГМ}}}{dz}, \quad (\text{II.25})$$

$$\hat{J}_{\text{ГМ}}^* = \frac{\tilde{J}_{\text{ГМ}} - b_3}{a_3} + v\tau_2 \frac{d\tilde{J}_{\text{ГМ}}}{dz}, \quad (\text{II.26})$$

представляющим решение интегральных уравнений (II.23), (II.24) [19]. Диаграммы радиоактивных методов искажены флуктуационными погрешностями, возрастающими при дифференцировании, поэтому при расчете по формулам необходимо использовать оптимизацию дифференцирования.

Нелинейность показаний за счет компенсации импульсов различной полярности, просчетов счетчика из-за мертвого времени, просчетов группирования и т. п., исправляется по формуле [57]:

$$\frac{\hat{J}^*}{1 - t_B \hat{J}^*} \rightarrow \hat{J}^*, \quad (\text{II.27})$$

где  $t_B$  — эффективная длительность импульса.

3. Согласование кривых БМ, НГМ и ГМ по вертикальной разрешающей способности производится с целью получения сопоставимых результатов различных методов, исправления и унификации влияния вмещающих пород и решения задач снятия отсчетов с кривой. Законы осреднения в неоднородных породах аппроксимированы в прямой модели формулами (II.21), (II.24). Решение этих интегральных уравнений получается при некоторых естественных ограничениях, налагаемых на исходные диаграммы и результат. Будем считать весовое среднее исходной функции физического свойства по вертикали, в качестве которого удобнее взять среднее арифметическое, в некотором текущем интервале  $(-h_m/2, h_m/2)$  размером  $h_m$ . Кроме этого, предполагая, что помеха имеет спектр  $i\varepsilon$ , распределенный равномерно с амплитудой  $\varepsilon$  (так как в основном помеха обязана флуктуации излучения), получим выражения для оптимального обратного оператора

$$J(z) = \int_{-\infty}^{+\infty} k(z - z_1) J^*(z_1) dz_1, \quad (\text{II.28})$$

$$k(\zeta) = \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{\sin \frac{\omega h_m}{2} \cos \omega \zeta d\omega}{\frac{\omega h_m}{2} \left[ e^{-\frac{\omega^2 \tau^2}{2}} + \varepsilon \omega \right]}. \quad (\text{II.29})$$

Кривые  $k(\zeta)$  для различных  $h_m$  приведены на рис. 11.

Чем меньше выбранное значение  $h_m$ , тем точнее восстанавливаются кривые физических свойств по разрезу. Однако, если делать величину  $h_m$  значительно меньше, чем ширина оператора  $\sigma$  (величина  $\sigma$  количественно характеризует вертикальную разрешающую способность метода), то начинают сказываться ошибки измерения. Поэтому при выборе величины  $h_m$  руководствуются, с одной стороны, уровнем ошибки, обязанной усреднению кривых в интервале  $h_m$ , которая непосредственным образом связана с вертикальной неоднородностью разреза и с минимальной мощностью изучаемого интервала, а с другой стороны, уровнем ошибки обратной фильтрации, являющейся функцией ошибок измерения и разрешающей способности  $\sigma$  зондов.

4. Перед совместной обработкой нескольких диаграмм необходимо кривые увязать по глубине. Для этого используется свойство корреляции показаний геофизических методов. За основной метод, к которому привязываются все остальные, взят метод БМ. Производится расчет нормированной взаимокорреляционной функции  $R_{xy}(\tau)$  с величиной сдвига  $\tau$  от  $-1$  до  $+1$  м. Далее находится  $\max R_{xy}(\tau)$  и соответствующая ему величина сдвига, производится сдвиг числового массива и выдаются на печать  $\max R_{xy}(\tau)$  и  $\tau_m$ .

5. Для исключения влияния фона на показания НГМ производится вычитание из  $J_{\text{НГМ}}$  величины  $\alpha J_{\text{ГМ}}$ , где  $\alpha$  — отношение эффективностей каналов НГМ и ГМ.

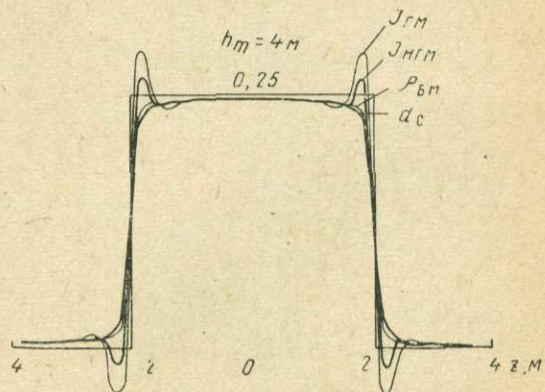
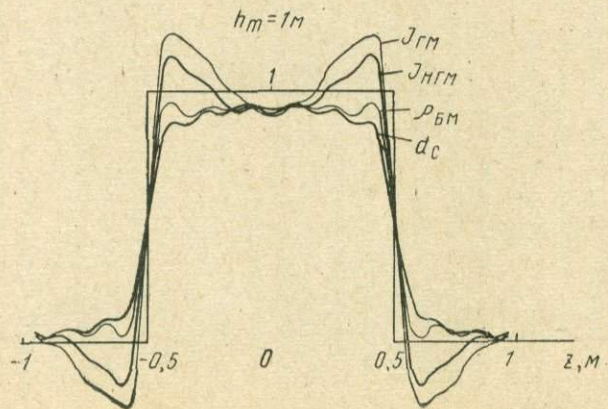
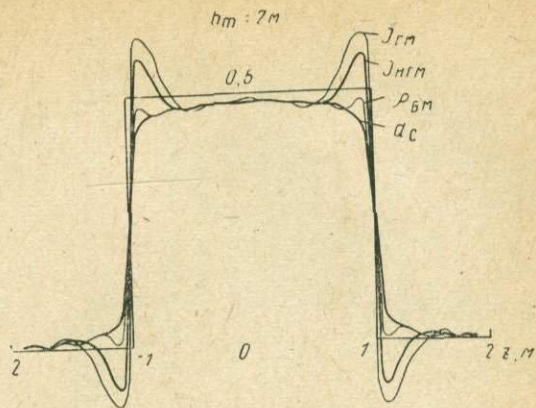
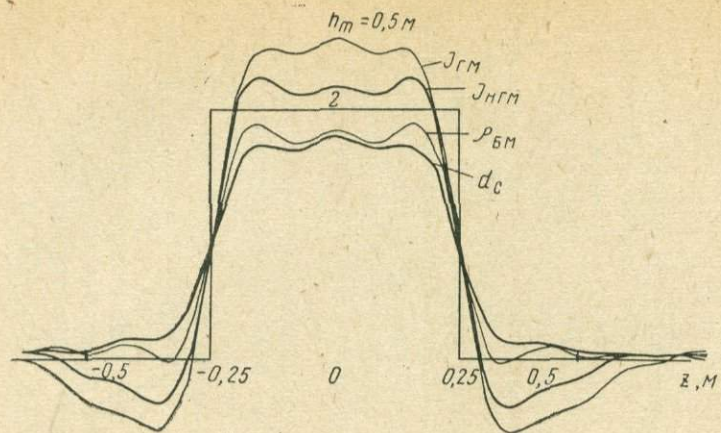


Рис. 11. Фильтры геофизических кривых ( $\epsilon = 0,05$ ).

Искажение  $J_{\text{НГМ}}$ , обусловленное наличием глинистой корки  $h_{\text{г.к}}$  и минерализацией фильтрата бурового раствора, оценивается для двух типов приборов ДРСТ-1 и СП-60.

6. Показания бокового метода  $\rho_{\text{БМ}}$  исправляются за влияние скважины в эллипсоидальном приближении [73] по формуле

$$\rho_{\text{п}} = \frac{\rho_{\text{БМ}}^* - k_{\text{с}} \rho_{\text{р}}}{1 - k_{\text{с}}} \quad (\text{II.30})$$

7. Кривая глинистости получается из кривой ГМ в предположении, что известна связь среднего значения  $J_{\text{ГМ}}$  и средней глинистости  $k_{\text{г.л}}$ . Кроме этого, имеется отсчет в неактивных породах (в солях), обеспечивающий уверенное задание нуля глинистости и исключение фона скважины. Кривая ГМ предварительно исправляется за диаметр скважин и плотность бурового раствора. Для этого палетка аппроксимируется [53]. В случае, когда связь  $J_{\text{ГМ}}$  и  $k_{\text{г.л}}$  неизвестна, отсутствуют опорные пласты, задается минимальное среднее значение  $k_{\text{г.л}}$ , и кривая ГМ пересчитывается в кривую условной глинистости, отражающей относительные изменения глинистости и исправляющей хотя бы минимально кривую пористости.

8. Для определения кривой пористости по НГМ необходимо произвести градуировку кривой НГМ переводом в условные единицы. Вычисление градуировочных коэффициентов производится в соответствии с критерием наилучшей сходимости значений пористости, полученной по НГМ, с независимыми определениями. В качестве последних используются керновые определения с надежной привязкой по глубине, каверны, эталонирование в баке, а также значения пористости по сопротивлению в интервалах, где сопротивление и НГМ отражают пористость.

Выбор интервалов для градуировки кривой НГМ осуществляется, исходя из выполнения следующих критериев: 1) сходство кривых НГМ и  $\ln \rho_{\text{БМ}}$ ; 2) небольшая глинистость интервала  $k_{\text{г.л}}$ ; 3) текущий момент корреляции между сопротивлением и НГМ  $r > r_0$  в заданном интервале  $H$ .

Поясним эти критерии. Для определения пористости по кривой сопротивления выбираются интервалы мощностью более заданной ( $h_m$ ), в которых кривые НГМ и  $\ln \rho_{\text{БМ}}$ , предварительно увязанные в целом по методу наименьших квадратов, расходятся не более чем на заданную величину  $\epsilon$ . В этом случае полагаем, что  $\rho_{\text{БМ}}$  и  $J_{\text{НГМ}}$  характеризуют одно и то же физическое свойство — пористость. Этот критерий не всегда является достаточным, поэтому были добавлены еще два условия — ограничение по глинистости и по значению текущего коэффициента корреляции, обеспечивающего сопоставление конфигурации кривых сопротивления и НГМ в более узком интервале, чем критерий 1. Однако эти критерии в определенной степени коррелированы. Программа выбирает точки, удовлетворяющие

условиям (1—3) и заносит в градуировочную таблицу значения  $d_c$ ,  $\hat{J}_{\text{НГМ}}^*$  и величину общей пористости

$$k_{\text{п.об}} = \sqrt[m]{\frac{a_{\text{об}}}{\rho_{\text{БМ}}}} + wk_{\text{г.л}} + k_{\text{и.п}}, \quad (\text{II.31})$$

где  $w$  — доля воды в глинах;  $k_{\text{и.п}}$  — удельный объем изолированных пор.

При наличии опорных пластов, керновых определений или среднего значения  $k_{\text{п}}$  по скважине в таблицу заносятся и используются при градуировке также эти данные.

Кроме этого, предусмотрен блок выбора каверн ( $d_c > d_{\text{кав}}$ ), значение общей пористости против которых принимается равным единице для СП-60 и 0,4 для ДРСТ-1.

9. При определении градуировочных коэффициентов используется метод нелинейного программирования для поиска минимума функции многих аргументов, представляющий собой комбинацию метода Монте-Карло с методом полшагового градиента; число испытаний может меняться по желанию исследователя.

В качестве минимизируемой функции (критерия) выбрано следующее выражение:

$$\min_{a_1, b_1} S^2 = \min_{a_1, b_1} \left\{ \sum_i \left[ k_{\text{п.об}i} - k_{\text{п.об}} (a_1 \hat{J}_{\text{НГМ}i} + b_1 d_{ci}) \right]^2 + (\Delta m)^2 \right\}, \quad (\text{II.32})$$

где  $(\Delta m)^2 = M (a_1 \hat{J}_{\text{макс}}^* + b_1 - J_{\text{макс}})^2 \delta_{\text{макс}} + M (a_1 \hat{J}_{\text{макс}}^* + b_1 - J_{\text{мин}})^2 \delta_{\text{мин}}$  — «штраф» при выходе расчетной  $\hat{k}_{\text{п.об}}$  за интервал пористости  $(0,1)$ ;  $\delta = 0$  или  $1$  в зависимости от попадания в интервал  $J < J_{\text{мин}}$  или  $J > J_{\text{макс}}$ ;  $M$  — большое число.

При минимальном значении  $S^2$  градуировочные коэффициенты  $a_1$  и  $b_1$  кривой НГМ выбраны так, что значения водородосодержания, рассчитанные по  $J_{\text{НГМ}}$  для отдельных интервалов, наилучшим образом сходятся в среднем с оценкой этой величины независимым способом и, кроме того, интервал изменения водородосодержания по НГМ не выходит за пределы заданных ограничений.

Значения  $\min S^2$ ,  $a_1$ ,  $b_1$  выдаются на печать после каждого статистического испытания.

10. Производится градуировка кривой НГМ и расчет кривой пористости по формуле  $\hat{k}_{\text{п.об}} = \hat{k}_{\text{п.об}} (a_1 \hat{J}_{\text{НГМ}}^* + b_1, d_c)$ , полученной в результате аппроксимации палеточных данных для приборов СП-60 и ДРСТ-1 [45]. Палетки также рассчитаны в двух вариантах: с учетом и без учета ошибок измерения  $J_{\text{НГМ}}$  и  $d_c$ . Кривая открытой пористости рассчитывается по формуле

$$\hat{k}_{\text{п}} = k_{\text{п.об}} - wk_{\text{г.л}} - k_{\text{и.п}}. \quad (\text{II.33})$$

11. Кривая  $P_n$  рассчитывается по формуле

$$P_n = \frac{\rho_{п.в}^*}{\rho_{п.в}^*}, \quad (II.34)$$

где

$$\rho_{п.в}^* = \frac{a\rho_B}{k_{п.в}^*}.$$

### § 3. Результаты непрерывной интерпретации

Автоматическая интерпретация ( $F_3, F_1, F_5$ ) была опробована на теоретических (синтетических) диаграммах, полученных по прямой модели ( $F_0, F_1, F_2$ ). Это позволило проверить правильность отдельных блоков и уточнить некоторые предположения, заложенные в схему. Кривые  $k_{п.в}(z)$  и  $P_n(z)$  были заданы в виде ступенчатой и пилообразной кривой и рассчитаны кривые сопротивления и НГМ (с произвольным масштабом). В результате машинной интерпретации  $k_{п.в}(z)$  и  $P_n(z)$  восстановились достаточно хорошо.

Однако выяснилось, что в блоке выбора водоносных гранулярных пород используется предположение о незначительной доле нефтеносных пластов в разрезе, приводящее к неустойчивости решения задачи. В дальнейшем это свойство графа учитывалось заданием более узкого интервала для выбора водоносных гранулярных пород.

В узлах и между узлами точность аппроксимации палеток НГМ и ГМ вполне удовлетворительная, однако, вне интервала задания функции выражение довольно быстро отклоняется от истинного значения. В связи с этим были введены ограничения на значения функции и аргументов, т. е. значение функции вне заданного интервала оставалось постоянным и равным граничному значению.

Для проверки правильности исправления за влияние интегрирующей ячейки по нашей просьбе работниками треста «Татнефтегеофизика» (И. М. Рисанов, В. Д. Чухричев) были проведены измерения с различными скоростями регистрации РМ. Результаты измерений и расчетные значения по скв. 870 Ново-Елховской площади приведены на рис. 12.

Программа увязки глубины проверялась на теоретических кривых и наблюдаемых (Татария и Белоруссия). В результате выяснилось, что если в методах содержится физическая предпосылка коррелируемости показаний, то программа срабатывает без ошибок. В случае слабой корреляции взаимокорреляционная функция становится расплывчатой. В некоторых случаях положение можно исправить, изменив критерий соответствия кривых: переход от корреляции показаний к антикорреляции делает увязку глубин неустойчивой, поэтому вместо критерия  $\frac{\max}{\tau} |R'_{xy}(\tau)|$  лучше воспользо-

ваться критерием  $\frac{\max}{\tau} \frac{\sum_i^n |R_{xy}^i(\tau)|}{n}$ , где  $n$  — число интервалов, на которое разбит интерпретируемый разрез;  $R^i$  — коэффициент корреляции на  $i$ -том интервале.



Система автоматической интерпретации была опробована на скважинном материале. Исследовались карбонатные отложения девона и турнейского яруса карбона Татарии и межсолевые отложения девона Припятской впадины Белоруссии.

По геологическим данным турнейские отложения Татарии сложены известняками и доломитами с пористостью преимущественно гранулярного типа. Турнейские карбонатные отложения предста-

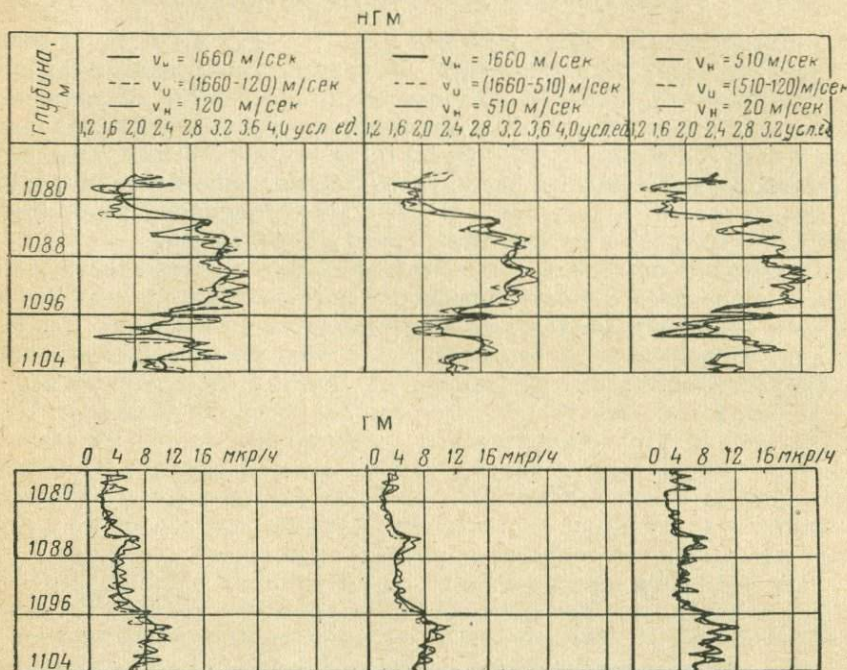


Рис. 12. Результаты радиометрических измерений и расчетные данные учета влияния интегрирующей ячейки по скв. 870 Ново-Елховской площади.

вляют основной продуктивный горизонт района. Глинистость этих пород незначительна, а удельное сопротивление достаточно хорошо оценивается по диаграммам бокового и индукционного методов, полученным при пресном буровом растворе с  $\rho_c \sim 1$  ом·м. Диаметр скважины близок к номинальному, каверны практически отсутствуют. Поэтому прямая модель удовлетворительно описывает реальную ситуацию. Типичные результаты расчетов представлены на рис. 13, 14. Кривые  $\hat{k}_n(z)$  и  $P_n(z)$  правильно характеризуют разрез.

Выделенные как нефтеносные пласты по критерию  $P_n \geq 3$  в интервале 1040—1054 м в скв. 353 и 972—988 м, 1064—1068 м скв. 5745а, подтверждены испытанием (получена нефть). Предста-

влияют интерес маломощные интервалы по скв. 5745а, не выделяемые по данным обычного комплекса и существующей методике. Результаты интерпретации по другим водоносным и нефтеносным интервалам согласуются с геолого-геофизическими данными.

Проведенные исследования показали, что на результаты автоматической интерпретации оказывают влияние ошибки измерения

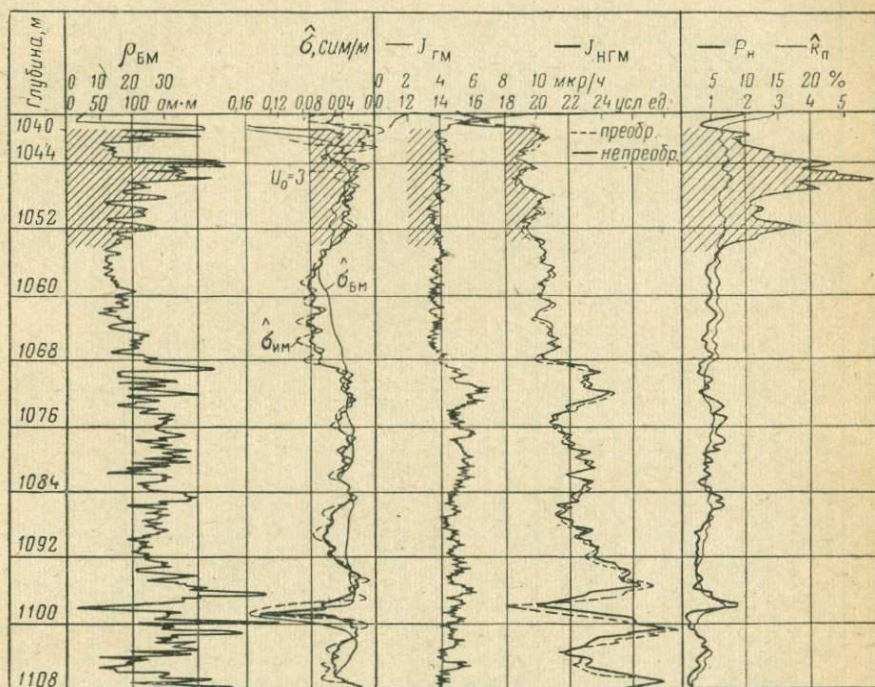


Рис. 13. Результаты непрерывной интерпретации по скв. 353 Черемшанской площади.

и качество материала (в том числе копирование и оцифровка диаграмм). Так, по одной из скважин, не имеющей нефтеносных интервалов, ложные выбросы приурочиваются к частому чередованию прослоев; при повторном просчете с уточнением привязки глубин ложные аномалии значительно уменьшились.

На рис. 14 приведена кривая  $\hat{\sigma}_{\text{БМ}}(z)$ , представляющая свертку кривой  $1/\rho_{\text{БМ}}^*(z)$  с вертикальной дифференциальной характеристикой зонда ПИК = 1 м. В результате получается кривая проводимости с глубиной бокового метода и вертикальной разрешающей способностью индукционного метода. Расхождение кривых  $\hat{\sigma}_{\text{БМ}}(z)$  и  $\hat{\sigma}_{\text{ВМ}}(z)$  объясняется различием в глубинности этих методов и указывает на наличие проникновения.

Так, в интервале водоносных карбонатных пород наблюдается повышающее проникновение, в интервале нефтеносного пласта незначительное понижающее проникновение.

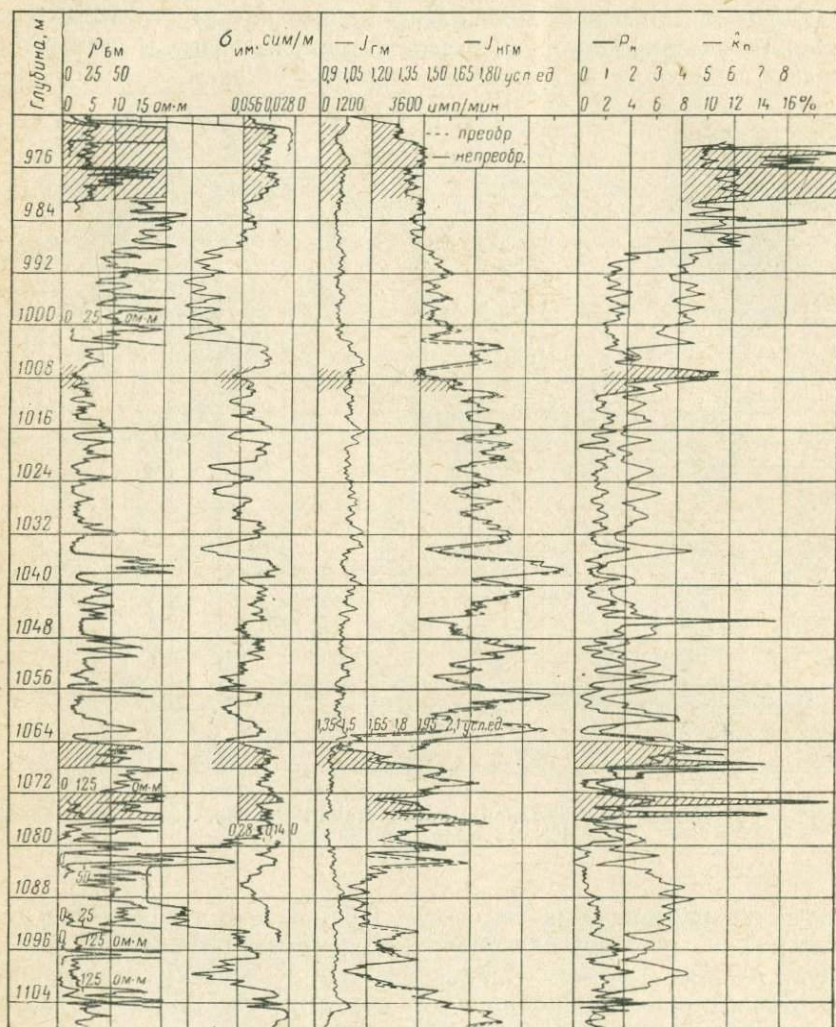


Рис. 14. Результаты непрерывной интерпретации по скв. 5745а Северо-Альметьевской площади.

Рассмотрим пример интерпретации данных по карбонатным отложениям Белоруссии (рис. 15). Межсолевые отложения Припятской впадины сложены карбонатными породами порово-кавернозного типа, номинальный диаметр в исследуемом интервале меняется не-



точность привязки по глубине незначительна (сдвиг вверх на 1 м  $r = 0,13$ ). Среднее значение  $\bar{J}_{ГМ} = 4,41\gamma$ , градуировочные коэффициенты  $a = 1,62 \cdot 10^{-2}$ ;  $b = -2,13 \cdot 10^{-2}$ .

Программа выбора градуировочных интервалов выделила 17 интервалов. Градуировочные коэффициенты НГМ  $a = 1,34$ ;  $b = 0,375$ .

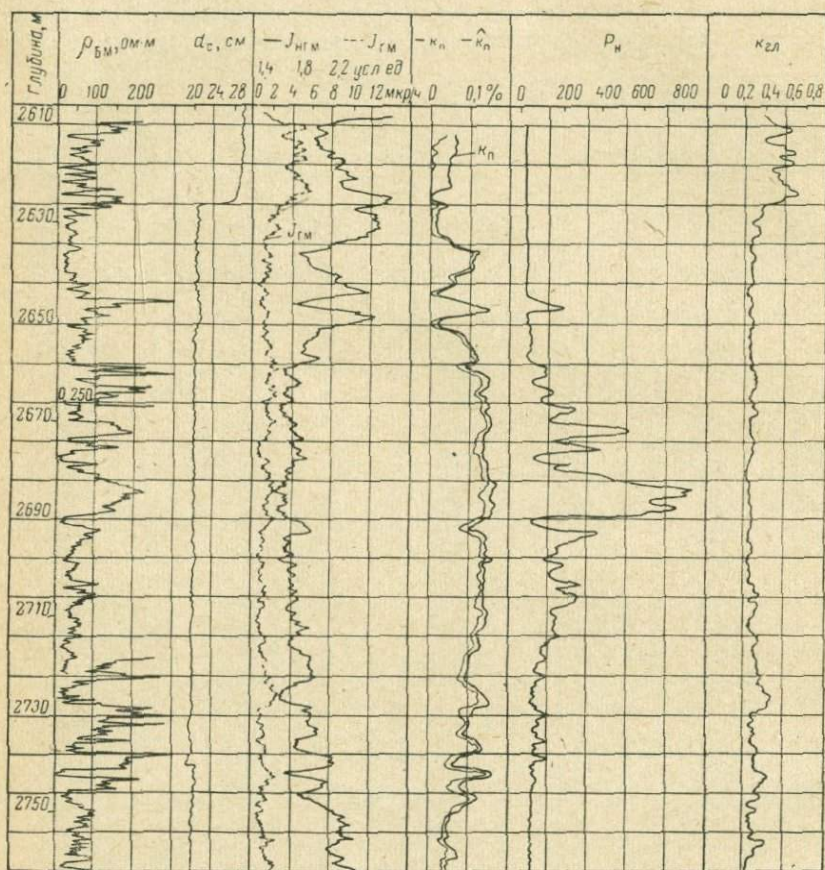


Рис. 16. Интерпретация промыслово-геофизических данных по карбонатным отложениям скв. 5 Осташковичской площади.

Общая пористость меняется в пределах от 0,18 до 17,9%, открытая пористость — от 0,12 до 15,7%. Параметр насыщения в водоносном интервале имеет значение около 1, в нефтеносном достигает максимального значения 31,8. Время обработки скважины составляет 25 мин.

На рис. 16 представлен результат обработки геофизических диаграмм по скв. 5 Осташковичской площади. При обработке произо-

шел программный останов, вследствие отсутствия градуировочных пластов. Поэтому был выбран в качестве опорного пласт ангидрита в интервале 2649—2651 м, пористость которого была принята равной 1%, величина  $b_1 = 0$ , величина  $a_1$  определена расчетом. Кривая  $P_n$  почти во всем интервале значительно превышает единицу, максимальное значение  $P_n$  составляет 854.

Такие большие значения связаны с недостаточно надежной градуировкой НГМ, ввиду отсутствия в интерпретируемом интервале водоносных пластов. Кривые получены с использованием оптимальных фильтров  $H = 1$  м. Сглаженный характер кривых связан с фильтрацией и срезом высоких частот графопостроителей при выводе из памяти ЭВМ.

## ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

### ЗАДАЧИ ПОЛЕВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Одним из основных принципов, на котором основывается геологическое истолкование данных полевой геофизики, является принцип аналогий. Значение этого принципа и правомерность его использования при решении геологических задач доказаны работами А. Д. Архангельского, В. В. Федьнского, Ю. И. Година, А. А. Борисова и др. Однако в этих работах решение геологических задач основывалось главным образом на качественном истолковании геофизических аномалий.

В последние годы получило развитие направление непосредственного перевода геофизических аномалий в геологические характеристики, базирующееся на математических и в первую очередь статистических методах.

В процессе применения статистических методов при геологической интерпретации геофизических аномалий выделились две задачи, в известной мере связанные между собой. Первая заключается в изучении связей между геолого-геофизическими элементами, при районировании изучаемой территории и установлении сравнительных количественных оценок сходства или различия отдельных районов. Вторая задача решает вопросы прогнозирования геологических характеристик по геолого-геофизическим аномалиям на основе изученных между ними корреляционных связей и установления по принципу аналогий возможности их использования на прогнозной территории.

#### *Глава I*

#### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОМЕРНЫХ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ СВЯЗЕЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ МОЩНОСТИ ЗЕМНОЙ КОРЫ ЗАПАДА СРЕДНЕЙ АЗИИ И ПРЕДКАВКАЗЬЯ**

До последнего времени построение многих схем изоглубин поверхности Мохоровичича (Мохо) осуществлялось на основе общегеологических соображений с использованием корреляционных связей глубины поверхности Мохо с аномалиями Буге, а также с рельефом местности [10, 17, 22].

Представляет интерес анализ корреляционных связей глубины залегания поверхности Мохо  $H_M$  с аномалиями Буге для районов Средней Азии и Предкавказья и сопоставление оценок двумерных связей с многомерными. Отметим, что многомерные связи поверхности Мохо с различными геолого-геофизическими элементами были использованы Г. И. Каратаевым [31] для построения схемы строения земной коры территории СССР.

Погрешность  $S_{H_M}$  двумерной корреляционной связи (в виде полинома третьей степени)  $H_M$  с аномалиями Буге  $\Delta g_H$  по совокупным данным профилей ГСЗ: Копетдаг — Аральское море (19 точек), Копетдаг — Фергана (30 точек), Атрек — Сагиз (23 точки) и Карабогаз — Карашор (11 точек) 3,5 км. По этой же выборке составлены уравнения регрессии двумерных связей глубины поверхности Мохо с остаточными аномалиями  $\Delta g_{\text{ост}}$  (аномалиями Буге, освобожденными от влияния рельефа поверхности фундамента) ( $S_{H_M} = 4,2$  км) с глубиной залегания поверхности довершнепалеозойского фундамента ( $H_\phi$ )  $S_{H_M} = 5,0$  км, а также с магнитными аномалиями  $(\Delta T)_a$  ( $S_{H_M} = 6,3$  км).

Наименьшая ошибка оценки  $H_M$  имеет место для двумерной связи этой величины с аномалиями Буге. Однако, учитывая сравнительно большую величину ошибки этой связи, следует рассматривать схемы изоглубин поверхности Мохо Средней Азии, построенные на ее основе, как первое приближение.

Необходимо отметить, что при их построениях интерполяция данных  $H_M$  и тем более экстраполяция обычно проводилась без должного обоснования. В связи с этим возникла необходимость изучить многомерные связи между поверхностью Мохо и геолого-геофизическими элементами и оценить возможность использования их для прогноза строения земной коры.

По программе «РЕГР» был построен полином, приближающий многомерную связь по выборке из 70 точек (включая район Султан-Уиздаг).

$$\begin{aligned}
 H_M = & 18,3 - 0,044 \Delta g_H - 0,858 \Delta g_{\text{ост}} + 0,356 H_\phi + 0,0047 \Delta g_H^2 - \\
 & - 0,0113 \Delta g_{\text{ост}}^2 + 0,00000 \Delta g_H^3 + 0,000196 \Delta g_H^2 \cdot H_\phi - \\
 & - 0,000041 \Delta g_{\text{ост}}^3.
 \end{aligned} \quad (\text{III.1})$$

Средняя квадратическая ошибка оценки  $H_M$  оказалась равной 2,7 км. Параметр  $\Delta T_a$  не вошел в члены полинома, т. е. оказался неинформативным.

На этой же выборке получены величины погрешностей  $S_{H_M}$  двумерных связей  $H_M$  с геолого-геофизическими параметрами: 3,64 км ( $\Delta g_H$ ); 4,35 км ( $\Delta g_{\text{ост}}$ ); 4,83 км ( $H_\phi$ ); 5,85 км ( $\Delta T_a$ ).

Наименьшей ошибкой обладает двумерная связь  $H_M$  с  $\Delta g_H$  (3,6 км), но и она по сравнению с погрешностью многомерной зависимости (2,7 км) почти на 1 км больше. Остальные двумерные связи имеют еще более высокие значения  $S$ . Таким образом, как



и следовало ожидать, многомерная зависимость позволяет описать поверхность Мохо значительно точнее, чем полиномы, приближающие двумерные зависимости.

Построение аналогичных формул связей и анализ их точности были проведены по другой выборке (без точек района Султан-Уиздага). Формула многомерной зависимости имеет следующий вид:

$$H_M = 35,6 - 0,187 \Delta g_H - 0,00834 \Delta g_{\text{ост}} + + 0,245 H_\Phi + 0,000143 \Delta g_H^2 + 0,0000004 \Delta g_H^2 \cdot H_\Phi. \quad (\text{III.2})$$

Этот приближающий полином отличается от предыдущего меньшим количеством членов и, что самое главное, меньшей величиной  $S_{H_M} = 2,1$  км. Погрешность формул двумерных связей, построенных по этой выборке, имеют следующие величины: 2,8 км ( $\Delta g_H$ ); 4,0 км ( $\Delta g_{\text{ост}}$ ); 4,4 км ( $H_\Phi$ ); 5,6 км ( $\Delta T_a$ ).

Для более эффективной оценки информативности различных параметров формулы многомерных связей построены при различной последовательности ввода этих параметров (табл. 21).

Таблица 21

Порядок ввода параметров	Полином	$S_{H_M}$
$\Delta g_H, \Delta g_{\text{ост}}, H_\Phi, \Delta T_a$	$H_M = 35,6 - 0,19 \Delta g_H - 0,009 \Delta g_{\text{ост}} + + 0,245 H_\Phi + 0,0014 \Delta g_H^2 - 0,000009 \Delta g_{\text{ост}} \times \times H_\Phi$	2,1
$\Delta T_a, H_\Phi, \Delta g_{\text{ост}}, \Delta g_H$	$H_M = 40,7 - 0,80 \Delta g_{\text{ост}} + 0,055 H_\Phi - - 0,201 \Delta g_H + 0,18 H_\Phi^2 - 0,0081 H_\Phi^3$	2,2
$H_\Phi, \Delta T_a, \Delta g_H, \Delta g_{\text{ост}}$	$H_M = 38,4 + 0,34 H_\Phi - 0,23 \Delta g_H + 0,04 \Delta g_{\text{ост}} - - 0,007 \Delta g_{\text{ост}}^2 + 0,000016 \Delta g_{\text{ост}}^3$	2,3

Из таблицы видно, что даже в том случае, когда  $\Delta T_a$  стоит на первом месте, в полином этот параметр не вошел. Разная последовательность ввода параметров меняет вид приближающего полинома, однако величина  $S_{H_M}$  остается практически одинаковой, что указывает на равноценность построенных формул.

Кроме оценки полиномов по величине  $S_{H_M}$  сопоставлялись вычисленные данные глубин поверхности Мохо по разным полиномам и данные сейсморазведки. Формулы многомерных связей хорошо без больших отклонений оценивают поверхность Мохо, в то время как формула двумерной связи  $H_M$  с  $\Delta g_H$  дает значительные отклонения, которые указывают на нестабильность связи. Это же подтверждается на кривых распределения ошибок оценки  $H_M$  по формулам изученных связей (рис. 17).

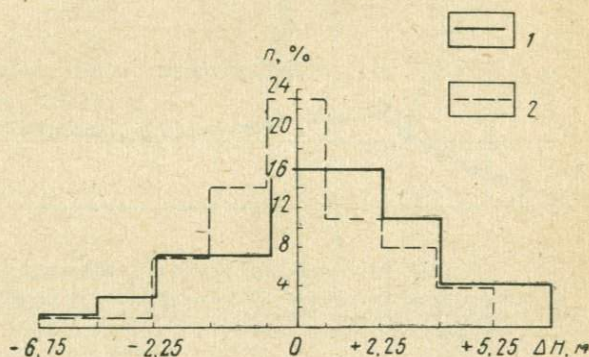
Далее, построенный полином проверялся на второй выборке, в результате чего получалась вторая независимая от первой оценка средней квадратической ошибки  $S'_{H_M}$ . Близость  $S'_{H_M}$  и  $S_{H_M}$  является

Количество коэффициентов полинома	$S_{H_M}$ , км	$S'_{H_M} / S_{H_M}$
4	2,5	1,0
14	2,1	1,2
30	1,6	1,5

показателем устойчивости построенной формулы связи. Рассчитанные оценки погрешности полиномов разной длины по выборкам из 70 и 28 точек даны в табл. 22.

Из таблицы видно, что с увеличением числа членов полинома средняя квадратическая ошибка оценки  $H_M$  уменьшается. Однако

Рис. 17. Кривые распределения ошибок.  
1 — двумерная связь  $H_M$  с  $\Delta g_H$ ; 2 — многомерная связь  $H_M$  с  $\Delta g_H$ ,  $H_\Phi$ ,  $\Delta g_{\text{ост}}$ .



необходима определенная осторожность в достижении минимальных ошибок приближения за счет увеличения длины полинома. Может оказаться, что при возрастании длины приближающего полинома и при снижении оценки погрешности  $S_{H_M}$  оценка  $S'_{H_M}$  будет существенно больше, чем  $S_{H_M}$ . Поэтому возникает проблема поиска оптимального приближающего полинома, т. е. полинома, имеющего по возможности минимальную величину  $S_{H_M}$  и в то же время близкую к ней величину  $S'_{H_M}$  (чтобы можно было принять гипотезу равенства дисперсий:  $\sigma_{H_M}^2 = \sigma_{H_M'}^2$ ). Изучение многомерных связей производилось также с использованием гравитационных и магнитных аномалий, трансформированных на некоторые уровни верхнего полупространства и в горизонтальные производные  $V_{xz}$ . Трансформированные в верхнее полупространство магнитные и гравитационные аномалии учитывают особенности соответствующего поля в пределах некоторой интегральной области вокруг каждой отсчетной точки. При анализе использованы магнитные и гравитационные аномалии, трансформированные на высоту 15 км ( $\Delta T_{15}$ ), 30 км ( $\Delta g_{30}$ ,  $\Delta T_{30}$ ), 60 км ( $\Delta T_{60}$ ), 150 км ( $\Delta g_{150}$ ).

Формула многомерной связи, построенная по данным профилей, проходящих через Атрек — Сагиз и Карашор — Кара-Богаз-Гол, имеет следующий вид:

$$H_M = 47,82 - 0,08 \Delta g_n + 0,15 \Delta g_{15} + 0,22 \Delta g_{30} - 0,081 \Delta T_{30} - 0,004 \Delta g_{150} - 0,002 \Delta T_{60} + 0,07 \Delta T_{15} + 0,04 V_{xz}. \quad (\text{III.3})$$

Средняя квадратическая погрешность формулы (III.3) равна  $S_{H_M} = 1,49$  км (среднее квадратическое отклонение  $H_M$  от среднего уровня  $S_{H_M,0} = 7,25$  км). Проверка полинома на независимом статистическом материале профиля Копетдаг — Аральское море (рис. 18) показала его устойчивость ( $S'_{H_M}/S_{H_M} \approx 1,0$ ). Это значит, что

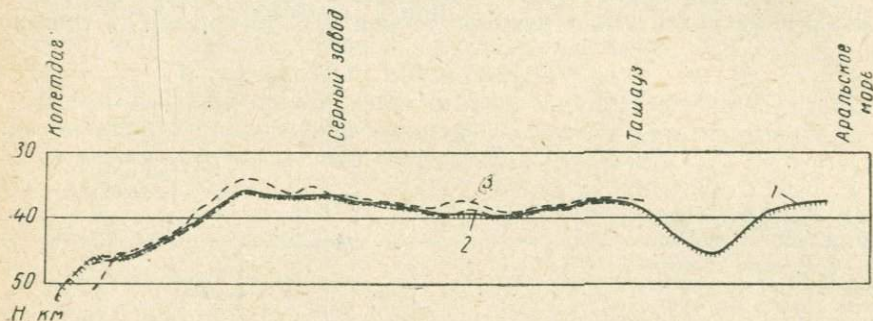


Рис. 18. Профиль Копетдаг — Аральское море.

1 — граница Мохо по данным ГСЗ; 2 — граница Мохо, рассчитанная по полиному, составленному по профилю Копетдаг — Аральское море; 3 — граница Мохо, рассчитанная по полиному, составленному по профилям Атрек — Сагиз и Кара-Богаз-Гол — Карашор.

с помощью определенным образом трансформированных гравитационных и магнитных аномалий можно построить формулу стохастической связи, описывающую поверхность Мохо с более высокой точностью, чем приведенные выше формулы.

Исследовалась также многомерная зависимость с использованием гравитационных и магнитных аномалий, их трансформаций и значений глубины залегания поверхности фундамента  $H_\Phi$  по профилю Волгоград — Шамхор (Предкавказье). Была получена следующая формула этой зависимости:

$$H_M = 49,75 - 0,54 H_\Phi + 0,11 \Delta g - 0,12 \Delta g_{15} + 0,32 \Delta g_{30} - 0,35 \Delta g_{150} - 0,006 \Delta T_a + 0,24 \Delta T_{15} - 0,047 \Delta T_{30}. \quad (\text{III.4})$$

Ошибка формулы (III.4)  $S_{H_M} = 0,26$  км (при  $S_{H_M,0} = 2,1$  км).

Проверка этой формулы на профиле Атрек — Сагиз дала среднюю квадратическую ошибку  $S'_{H_M} = 12$  км (рис. 19). Такая же большая ошибка  $S'_{H_M} = 10$  км получена в результате проверки формулы, построенной по материалу на профиле Волгоград — Шамхор. Это

указывает на устойчивость формул многомерных связей только в пределах ограниченных областей Средней Азии и Предкавказья.

При взаимной проверке приближающих полиномов выявлены противоположные соотношения, существующие между глубиной залегания поверхности Мохо и геофизическими элементами в Средней Азии и Предкавказье. Проявляется это в том, что граница Мохо, рассчитанная вдоль линии профиля Атрек — Сагиз по формуле, составленной для Предкавказья, имеет обратные соотношения с данными ГСЗ.

Проведенный анализ парных и многомерных связей глубины залегания поверхности Мохо с различными геолого-геофизическими элементами Средней Азии и Предкавказья позволяет сделать следующие выводы.

1. Многомерные зависимости дают возможность значительно точнее, чем парные связи, описать рельеф поверхности Мохо.

2. Увеличение числа членов полинома (повышение степени полинома) ведет к уменьшению ошибки приближения. Однако малая ошибка приближения полинома, оцененная на выборке, по которой строился приближающий полином, еще не указывает на высокую его эффективность для прогноза. Неоправданное уменьшение ошибки приближения за счет увеличения длины полинома

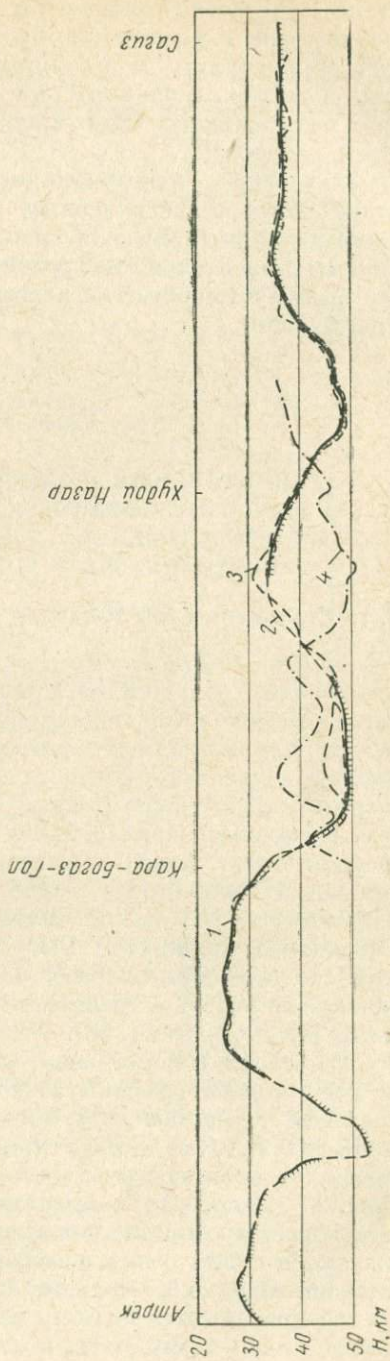


Рис. 19. Профиль Атрек — Сагиз.

1 — граница Мохо по данным ГСЗ; 2 — граница Мохо, рассчитанная по полиному, составленному по профилю Атрек — Сагиз и Кара-Богаз-Гол — Кашагер; 3 — граница Мохо, рассчитанная по полиному, составленному по профилю Атрек — Сагиз и Кара-Богаз-Гол — Кашагер; 4 — граница Мохо, рассчитанная по полиному, составленному по профилю Волгоград — Шамахор (Предкавказье).

(увеличение его степени) приводит к тому, что полином не выдерживает независимого контроля (становится неустойчивым в пределах изучаемой территории). В рассмотренной задаче наиболее оптимальными оказались полиномы не выше 2—3-й степени. Вопрос о выборе оптимального вида приближающего полинома требует дальнейшей разработки.

3. Использование трансформированных значений магнитного и гравитационного полей позволяет получить низкостепенные приближающие полиномы, имеющие меньшие погрешности оценки  $H_M$ , чем полиномы относительно наблюдаемых геофизических параметров и в то же время устойчивые на достаточно большой территории (запад Средней Азии).

## Глава II

### СРАВНИТЕЛЬНЫЙ СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ О СТРОЕНИИ ЗЕМНОЙ КОРЫ СРЕДНЕЙ АЗИИ, ПРЕДКАВКАЗЬЯ И ДРУГИХ РАЙОНОВ

#### § 1. Статистический материал и методика исследований

При изучении особенностей геологического строения платформенных и складчатых областей представляется целесообразным исследовать стохастические (корреляционные) связи между геолого-геофизическими параметрами, характеризующими строение земной коры отдельных участков. Статистической обработке были подвергнуты геолого-геофизические данные по следующим профилям глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ):

1. Средняя Азия: Атрек — Сагиз, Карашор — Кара-Богаз-Гол, Копетдаг — Аральское море, Фараб — Бабатаг.

2. Предкавказье и Кавказ: Волгоград — Шамхор.

По указанным маршрутам ГСЗ изучены стохастические связи различных геолого-геофизических параметров с рельефом поверхности Мохоровичича  $H_M$ , рельефом поверхности фундамента  $H_\Phi$  аномалиями Буге  $\Delta g_n$  (табл. 23).

Для обоснования формы связи, выбранной для анализа, составлены и рассмотрены графики зависимости ошибок  $S$  от степени приближающих полиномов, полученных по данным наиболее протяженных профилей Атрек — Сагиз (рис. 20) и Волгоград — Шамхор, пересекающих основные структурные зоны.

На рис. 20 видно, что в подавляющем числе случаев средние квадратические погрешности полиномов третьей и второй степеней не уменьшаются существенно по сравнению с ошибками полиномов первой степени. Однако в отдельных случаях такое снижение погрешности все же происходит. Поэтому все парные зависимости аппроксимировались полиномами третьей степени.

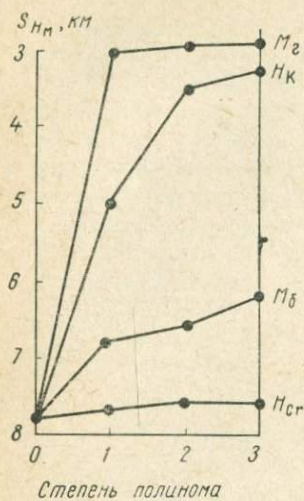
Геолого-геофизические параметры	Условное обозначение
Рельеф дневной поверхности	А
Глубина залегания кровли:	
мела	$H_{CГ}$
юры	$H_J$
пермо-триаса	$H_{P-T}$
Глубина залегания поверхностей раздела консолидированной коры:	
доверхнепалеозойского фундамента	$H_{\Phi}$
«гранитного» слоя (кристаллический фундамент)	$H_{K.Ф}$
внутри «гранитного» слоя	$H_{B.Г}$
«базальтового» слоя (граница Конрада)	$H_K$
внутри «базальтового» слоя	$H_{B.Б}$
Мохоровичича	$H_M$
Мощности:	
меловых отложений	$M_{CГ}$
юрских отложений	$M_J$
пермо-триасовых отложений	$M_{P-T}$
«гранитного» слоя	$M_{Г}$
«базальтового» слоя	$M_{Б}$
Отношение мощностей «базальтового» и «гранитного» слоев	$\frac{M_{Б}}{M_{Г}}$
Аномалии Буге	$\Delta g_H$
Трансформированные аномалии Буге на различные уровни верхнего полупространства, км	$\Delta g_{15}, \Delta g_{30}, \Delta g_{150}$
Горизонтальные градиенты гравитационного поля	$V_{xz}$
Вертикальные градиенты гравитационного поля	$V_{zz}$
Аномалии магнитного поля	$\Delta T_a$
Магнитные аномалии, трансформированные на различные уровни верхнего полупространства, км	$\Delta T_{15}, \Delta T_{30}, \Delta T_{60}$

Изучение связей между геолого-геофизическими параметрами осуществлено как по каждому профилю ГСЗ, так и по некоторой их совокупности, что позволило выявить наиболее устойчивые закономерности и предостеречься от субъективного подхода к интерпретации сейсмического материала при построении разрезов земной коры.

Для сравнительной характеристики тесноты корреляционных связей одного из параметров ( $H_M$ ,  $H_{\Phi}$ ,  $\Delta g_H$ ) с каждым из анализируемых геолого-геофизических параметров составлены упорядоченные последовательности этих параметров по величине средних квадратических ошибок  $S_{H_M}$ ,  $S_{H_{\Phi}}$ ,  $S_{\Delta g_H}$  двумерных связей. Эти последовательности нельзя рассматривать как последовательности истинных величин погрешности оценок параметра  $H_M$ ,  $H_{\Phi}$ ,  $\Delta g_H$  по формулам двумерных связей. Все значения погрешностей являются лишь их оценками, т. е. случайными числами.

Проверка гипотезы существенного отличия самих оцениваемых погрешностей  $\sigma$  и  $\sigma'$  может быть сделана с помощью критерия  $F$ . Поэтому при анализе последовательностей параметров по величине

Геологические параметры



Геофизические параметры

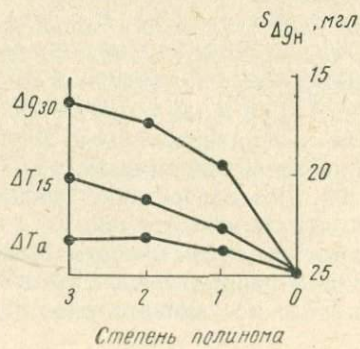
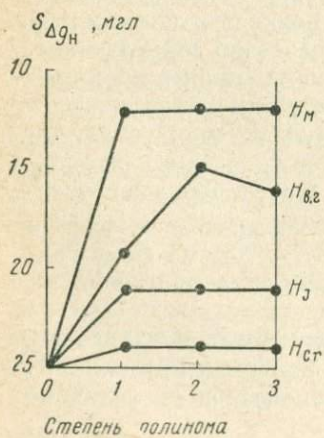
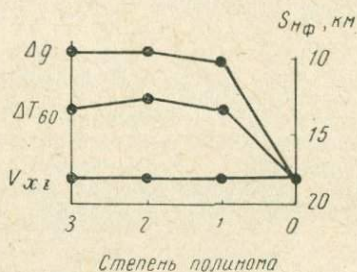
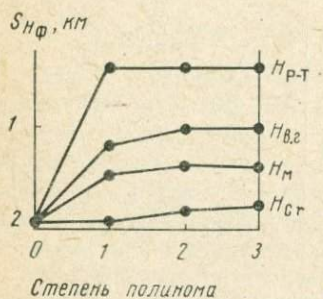
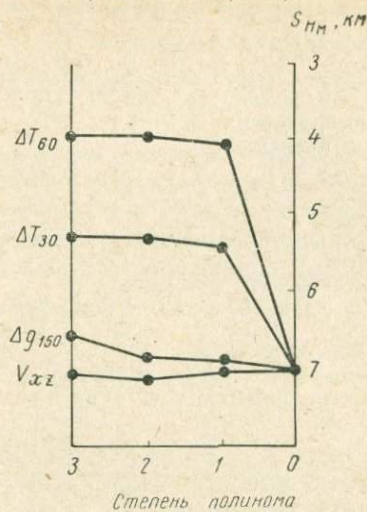


Рис. 20. Графики зависимости ошибок приближения  $S$  от степени полинома (профиль Атрек — Сагиз).

погрешности формул можно делать выводы о различной тесноте связи их с изучаемой характеристикой только в том случае, если  $S$  и  $S'$  существенно различаются между собой или в каждой последовательности выделять группы параметров, имеющие одинаково интенсивные связи с изучаемыми параметрами.

## § 2. Анализ корреляционных связей рельефа поверхности Мохоровичича с геолого-геофизическими параметрами

*Профиль Атрек — Сагиз.* Анализ упорядоченной последовательности геологических параметров по величине  $S_{H_M}$  (рис. 21, а), составленной по 46 точкам профиля (без Южной Эмбы), показывает, что  $H_M$  наилучшим образом коррелируется с глубинами горизонтов, залегающих близ поверхности Мохо ( $H_{в.к.}$ ,  $H_K$ ), и по мере удаления от нее происходит закономерное ухудшение корреляции.

Среди геофизических параметров (выборка состояла из 58 точек) наиболее хорошо коррелирующиеся с  $H_M$  параметры  $\Delta T_{60}$  и  $\Delta g_n$ .

Пересчеты гравитационного поля в верхнее полупространство ухудшают связь геофизических параметров с  $H_M$ , причем чем больше высота пересчета, тем слабее связь. Корреляционная связь  $H_M$  с магнитными аномалиями хуже, чем с аномалиями Буге.

Пересчеты магнитного поля вверх наоборот улучшают корреляцию параметров с  $H_M$ , причем корреляционная связь  $H_M$  с  $\Delta T_{60}$  имеет практически такую же погрешность, как и связь  $H_M$  с  $\Delta g_n$ .

Подобный анализ был проведен для отдельных участков этого профиля (Кара-Богаз-Гол — Туаркыр, Мангышлак — Устюрт, Северный Устюрт — Южная Эмба). Отмеченные закономерности, характерные для профиля в целом, сохраняются и для отдельных участков.

*Профиль Копетдаг — Аральское море* (объем выборки 29 точек). Здесь так же, как и по профилю Атрек — Сагиз наблюдается ухудшение связи  $H_M$  с границами раздела в земной коре по мере их удаления от поверхности Мохо (рис. 21, б). Основные закономерности связи  $H_M$  с геофизическими параметрами, отмеченные по профилю Атрек — Сагиз, находят здесь подтверждение.

*Профиль Кара-Богаз-Гол — Карашор* (объем выборки 20 точек). По этому профилю исследованы связи  $H_M$  с геологическими параметрами. Как видно (рис. 21, в), отмеченные выше закономерности корреляции  $H_M$  с границами раздела в земной коре и здесь сохраняются.

*Профиль Фараб — Бабатаг* (объем выборки 25 точек). Здесь не отмечается ярко выраженной закономерности ухудшения или улучшения связи  $H_M$  с границами раздела в земной коре по мере их удаления от поверхности Мохо, что, по-видимому, связано с некоторыми отличными от предыдущих случаев геологическими условиями (рис. 21, г). Действительно, восточная часть профиля Фараб — Бабатаг расположена в пределах орогенической области Тянь-Шаня, в то время как рассмотренные выше профили расположены в платформенной части Средней Азии.



$$S_{H_M, 0} = 7,78 \text{ км}$$

$$S_{H_M} = 2,96 \quad H_{B. \sigma} \rightarrow H_K \rightarrow H_{K. \phi} \rightarrow H_{\phi} \rightarrow H_{P-T} \rightarrow H_I \rightarrow H_{Cr}$$

$$S_{H_M, 0} = 7,05 \text{ км}$$

$$S_{H_M} = 4,11 \quad \Delta T_{60} \rightarrow \Delta g_H \rightarrow \Delta T_{30} \rightarrow \Delta T_{15} \rightarrow \Delta g_{15} \rightarrow \Delta g_{30} \rightarrow \Delta g_{150} \rightarrow \Delta T_a \rightarrow V_{xz} \rightarrow V_{zz}$$

a

$$S_{H_M, 0} = 4,15 \text{ км}$$

$$S_{H_M} = 0,65 \quad H_{B. \sigma} \rightarrow H_{K. \phi} \rightarrow H_{B. \Gamma} \rightarrow H_K \rightarrow H_{\phi} \rightarrow H_{P-T} \rightarrow H_I \rightarrow \Delta g_H \rightarrow$$

$$\rightarrow \Delta g_{15} \rightarrow \Delta g_{30} \rightarrow \Delta T_{30} \rightarrow \Delta T_{15} \rightarrow H_{Cr} \rightarrow A \rightarrow \Delta g_{150} \rightarrow \Delta T_a$$

$$1,71 \quad 1,77 \quad 2,08 \quad 2,17 \quad 2,24 \quad 2,30 \quad 2,43 \quad 3,14 \text{ км}$$

$$S_{H_M} = 0,65 \quad H_{B. \sigma} \rightarrow H_{K. \phi} \rightarrow H_{B. \Gamma} \rightarrow H_K \rightarrow H_{\phi} \rightarrow H_{P-T} \rightarrow H_I \rightarrow H_{Cr} \rightarrow A$$

$$S_{H_M} = 1,64 \quad \Delta g_H \rightarrow \Delta g_{15} \rightarrow \Delta g_{30} \rightarrow \Delta T_{60} \rightarrow \Delta T_{30} \rightarrow \Delta T_{15} \rightarrow \Delta g_{150} \rightarrow \Delta T_a$$

b

$$S_{H_M, 0} = 1,71 \text{ км}$$

$$S_{H_M} = 0,23 \quad H_K \rightarrow H_{K. \phi} \rightarrow H_{P-T} \rightarrow A \rightarrow H_I \rightarrow H_{\phi}$$

c

$$S_{H_M, 0} = 3,56 \text{ км}$$

$$= 1,35 \quad H_I \rightarrow A \rightarrow H_{P-T} \rightarrow H_{Cr} \rightarrow H_K \rightarrow H_{B. \Gamma} \rightarrow H_{Cr} \rightarrow H_{\phi}$$

d

$$S_{H_M, 0} = 7,25 \text{ км}$$

$$S_{H_M} = 2,36 \quad H_{B. \sigma} \rightarrow H_K \rightarrow H_{P-T} \rightarrow \Delta g_H \rightarrow H_{B. \Gamma} \rightarrow H_{K. \phi} \rightarrow H_{\phi} \rightarrow M_{\sigma} \rightarrow M_{\Gamma} \rightarrow H_I \rightarrow H_{Cr}$$

e

Рис. 21. Последовательность геолого-геофизических параметров по величине ошибок приближения  $H_M$  (Средняя Азия).

Анализ последовательности ошибок приближения параметров, составленной по трем профилям: Атрек — Сагиз, Копетдаг — Аральское море и Кара-Богаз-Гол — Карашор, выявил установленное для каждого профиля в отдельности, закономерное ухудшение связи  $H_M$  с горизонтами земной коры по мере их удаления от поверхности Мохо (рис. 21, *д*).

*Профиль Волгоград — Шамхор* (выборка состоит из 42 точек). На Скифской плите отмечается иная закономерность корреляционной связи  $H_M$  с горизонтами в земной коре (рис. 22). Здесь в отличие от Средней Азии устанавливается лучшая коррелируемость  $H_M$  с границами, залегающими ближе к поверхности Земли, и наоборот, коррелируемость  $H_M$  с границами раздела в земной коре ухудшается по мере приближения их к поверхности Мохо.

$$S_{H_M, 0} = 2,09 \text{ км}$$

$$S_{H_M} = \begin{matrix} H_{P-T} \rightarrow H_{\Gamma} \rightarrow H_{Cr} \rightarrow H_{\Phi} \rightarrow H_K \rightarrow H_{K.\Phi} \rightarrow H_{B.\Gamma} \rightarrow H_{B.\delta} \\ 0,91 \quad 0,91 \quad 0,93 \quad 1,01 \quad 1,49 \quad 1,54 \quad 1,89 \quad 2,19 \text{ км} \end{matrix}$$

$$S_{H_M} = \begin{matrix} \Delta g_{30} \rightarrow \Delta g_{150} \rightarrow \Delta g_{15} \rightarrow \Delta g_H \rightarrow \Delta T_a \rightarrow V_{zz} \rightarrow V_{xz} \rightarrow \Delta T_{15} \rightarrow \Delta T_{30} \rightarrow \Delta T_{60} \\ 0,61 \quad 0,89 \quad 0,98 \quad 1,17 \quad 1,92 \quad 2,10 \quad 2,11 \quad 2,15 \quad 2,19 \quad 2,19 \text{ км} \end{matrix}$$

Рис. 22. Последовательность геолого-геофизических параметров по величине ошибок приближения  $H_M$  (Предкавказье).

На Скифской плите, так же как и в Средней Азии, гравитационное поле теснее связано с  $H_M$ , чем магнитное поле (рис. 22). Однако аномалии Буге здесь, трансформированные на ряд уровней верхнего полупространства, коррелируются с  $H_M$  лучше, чем исходное поле. В этой последовательности на первом месте стоит  $\Delta g_{30}$ . Трансформации в верхнее полупространство магнитных аномалий не улучшают связь с  $H_M$ .

Следует отметить, что выявленные особенности корреляционных связей  $H_M$  с границами раздела в земной коре имеют место также и в некоторых других районах Европейской части СССР. Действительно, такая же картина связи  $H_M$  с горизонтами в земной коре наблюдается в Волго-Уральской области по профилю р. Белая — р. Урал (28 точек) и на Украине по профилю Царичанка — Богодухов (25 точек).

### § 3. Анализ корреляционных связей рельефа поверхности фундамента с геолого-геофизическими параметрами

Данных сейсморазведки о рельефе поверхности фундамента в пределах рассматриваемой территории значительно больше, чем о рельефе поверхности Мохо (рис. 23). Однако анализ стохастических связей рельефа поверхности фундамента с геолого-геофизиче-

скими параметрами проведен только по маршрутам рассмотренных профилей ГСЗ для того, чтобы сохранить однотипность исходного материала и сопоставимость результатов.

*Профиль Атрек — Сагиз* (объем выборки 46 точек).

Для геологических параметров наилучшая связь  $H_{\Phi}$  наблюдается с рельефом поверхности пермо-триасового комплекса и с рельефом поверхности  $H_{к, \Phi}$ , прослеженной сейсморазведкой непосредственно под исследуемой границей (рис. 23, а). По мере удаления границ раздела от поверхности фундамента вверх и вниз связь их с  $H_{\Phi}$  ухудшается.

$$S_{H_{\Phi}, 0} = 1,92 \text{ км}$$

$$S_{H_{\Phi}} = 0,31 \quad H_{P-T} \rightarrow H_{к, \Phi} \rightarrow H_{в, \Gamma} \rightarrow H_{К} \rightarrow H_{I} \rightarrow H_{в, \delta} \rightarrow H_{M} \rightarrow M_{\Gamma} \rightarrow H_{Cr} \rightarrow M_{\delta} \\ 0,78 \quad 0,94 \quad 1,05 \quad 1,09 \quad 1,14 \quad 1,39 \quad 1,41 \quad 1,79 \quad 1,93 \text{ км}$$

$$S_{H_{\Phi}, 0} = 1,80 \text{ км}$$

$$S_{H_{\Phi}} = 0,99 \quad \Delta g_{H} \rightarrow \Delta g_{15} \rightarrow \Delta g_{30} \rightarrow \Delta T_{60} \rightarrow \Delta T_{15} \rightarrow \Delta T_{30} \rightarrow \Delta g_{150} \rightarrow \Delta T_{a} \rightarrow V_{xz} \\ 1,20 \quad 1,28 \quad 1,36 \quad 1,41 \quad 1,44 \quad 1,53 \quad 1,71 \quad 1,80 \text{ км}$$

а

$$S_{H_{\Phi}, 0} = 6,12 \text{ км}$$

$$S_{H_{\Phi}} = 0,58 \quad H_{к, \Phi} \rightarrow H_{в, \Gamma} \rightarrow H_{К} \rightarrow H_{в, \delta} \rightarrow H_{M} \rightarrow H_{I} \rightarrow H_{P-T} \rightarrow H_{Cr} \rightarrow M_{\delta} \rightarrow M_{\Gamma} \\ 0,68 \quad 0,73 \quad 0,99 \quad 0,99 \quad 2,03 \quad 2,06 \quad 2,16 \quad 3,44 \quad 3,75 \text{ км}$$

б

$$S_{H_{\Phi}, 0} = 5,38 \text{ км}$$

$$S_{H_{\Phi}} = 0,93 \quad H_{к, \Phi} \rightarrow H_{в, \Gamma} \rightarrow H_{I} \rightarrow H_{P-T} \rightarrow H_{Cr} \rightarrow H_{К} \rightarrow M_{\Gamma} \rightarrow H_{M} \rightarrow H_{в, \delta} \rightarrow M_{\delta} \\ 1,22 \quad 1,81 \quad 1,94 \quad 3,70 \quad 4,44 \quad 4,66 \quad 4,67 \quad 4,68 \quad 4,86 \text{ км}$$

в

Рис. 23. Последовательность геолого-геофизических параметров по величине ошибок приближения  $H_{\Phi}$  (Средняя Азия).

Из геофизических параметров лучшая связь  $H_{\Phi}$  (по 58 точкам) наблюдается с  $\Delta g_{H}$ , худшая — с магнитными аномалиями  $\Delta T_a$  и горизонтальным градиентом силы тяжести  $V_{xz}$ .

Наблюдается ухудшение связи  $H_{\Phi}$  с аномалиями Буге, пересчитанными в верхнее полупространство, причем ухудшение связи происходит по мере увеличения высоты пересчета (первый уровень пересчета равен 15 км). При пересчете магнитных аномалий в верхнее полупространство наблюдается некоторое улучшение корреляции с  $H_{\Phi}$ .

Проведенный аналогичным образом анализ упорядоченной по величине  $S_{H_{\Phi}}$  последовательности параметров для отдельных участков рассматриваемого рельефа (профили Кара-Богаз-Гол — Туар-

кыр, Мангышлак — Устюрт, Северный Устюрт — Южная Эмба) показал, что для этих участков сохраняются закономерности, установленные для профиля в целом. Лучшая связь  $H_{\phi}$  наблюдается с рельефом пермо-триаса и близлежащей границей в кристаллической части земной коры. Из геофизических параметров наилучшая связь  $H_{\phi}$  наблюдается с аномалиями Буге.

*Профиль Копетдаг — Аральское море* (рис. 23, б) (29 точек). Лучшая связь  $H_{\phi}$  наблюдается с рельефом границы раздела в земной коре ( $H_{к.ф.}$ ), залегающей непосредственно под  $H_{\phi}$ . Связь  $H_{\phi}$  с границами раздела в осадочной толще хуже, чем с глубинными границами в земной коре.

$$S_{H_{\phi}, 0} = 1,5 \text{ км}$$

	$H_I$	$H_{P-T}$	$H_K$	$H_M$	$H_{в.б}$	$H_{к.ф}$	$H_{в.г}$		
$S_{H_{\phi}} =$	0,61	0,63	0,84	0,87	1,27	1,34	1,47	км	
	$\Delta g_{150}$	$\Delta g_{30}$	$\Delta g_{15}$	$\Delta g_H$	$\Delta T_{15}$	$V_{xz}$	$\Delta T_a$	$\Delta T_{30}$	$\Delta T_{60}$
$S_{H_{\phi}} =$	0,70	0,99	1,19	1,29	1,33	1,41	1,44	1,47	1,50 км

Рис. 24. Последовательность геолого-геофизических параметров по величине ошибок приближения  $H_{\phi}$  (Предкавказье).

*Профили Атрек-Сагиз, Копетдаг — Аральское море и Кара-Богаз-Гол — Карашор.* Анализ упорядоченной последовательности геологических параметров, составленной по трем профилям (рис. 23, в) показал, что наилучшая связь  $H_{\phi}$  наблюдается с границей раздела гранитного слоя в земной коре ( $H_{к.ф.}$ ,  $H_{в.г.}$ ), несколько худшая — с горизонтом в осадочном чехле и наихудшая — с границами Конрада и Мохо.

*Профиль Волгоград — Шамхор* (42 точки). Анализ корреляционных связей  $H_{\phi}$  показал, что особенности корреляции  $H_{\phi}$  с различными геолого-геофизическими параметрами существенно отличаются от тех, которые были выявлены на Туранской плите. Здесь  $H_{\phi}$  лучше всего коррелируется с рельефом поверхностей юрских отложений и пермо-триаса  $H_{P-T}$ . С нижележащими границами связь хуже. Здесь наблюдается улучшение связи аномалий Буге с  $H_{\phi}$  по мере увеличения высоты их пересчета. Выявляется также улучшение связи с  $H_{\phi}$  при пересчете магнитного поля вверх только до высоты 15 км. Правда, это улучшение столь незначительно, что уверенных выводов сделать не представляется возможным.

#### § 4. Анализ корреляционных связей аномалий Буге с различными геолого-геофизическими параметрами

При анализе связей геолого-геофизических параметров с  $H_M$  и  $H_{\phi}$  выяснилось, что гравитационные аномалии лучше, чем магнитные, коррелируются с рельефом границ раздела в земной коре. В связи с этим представляет интерес сравнительная характеристика корреляционных связей аномалий Буге с различными геолого-геофизическими параметрами.

## Средняя Азия

*Профиль Атрек — Сагиз* (рис. 25, а).

Наилучшая коррелируемость аномалий Буге наблюдается с глубинными границами в земной коре. Наихудшая — с границами, залегающими ближе к дневной поверхности (кровля — меловых и юрских отложений). Корреляция аномалий Буге с магнитными аномалиями, пересчитанными на различные уровни верхнего полупространства, лучше, чем с исходным магнитным полем.

$$S_{\Delta g_H, 0} = 25,0 \text{ мгл}$$

	$H_M$	$\rightarrow H_K$	$\rightarrow H_{в.б}$	$\rightarrow H_\Phi$	$\rightarrow H_{P-T}$	$\rightarrow M_\Gamma$	$\rightarrow H_{в.г}$	$\rightarrow H_{к.ф}$	$\rightarrow$	
$S_{\Delta g_H} =$	10,9	11,0	11,7	12,7	13,2	13,5	14,2	14,8		
$\rightarrow$	$H_I$	$\rightarrow M_б$	$\rightarrow H_{Cr}$	$\rightarrow \Delta g_{15}$	$\rightarrow \Delta g_{30}$	$\rightarrow \Delta T_{30}$	$\rightarrow \Delta T_{60}$	$\rightarrow \Delta g_{150}$	$\rightarrow \Delta T_{15}$	$\rightarrow \Delta T_a$
	21,3	22,8	24,5	15,7	16,4	20,0	21,7	21,0	22,0	23,0 мгл

а

$$S_{\Delta g_H, 0} = 23,3 \text{ мгл}$$

	$H_M$	$\rightarrow H_{в.б}$	$\rightarrow H_K$	$\rightarrow H_I$	$\rightarrow H_{в.г}$	$\rightarrow H_{P-T}$	$\rightarrow H_{к.ф}$	$\rightarrow H_\Phi$	$\rightarrow H_{Cr}$	$\rightarrow$
$S_{\Delta g_H} =$	4,4	5,5	6,4	6,6	7,1	7,1	7,6	7,8	14,1	
					$\rightarrow M_\Gamma$	$\rightarrow M_б$				
					17,2	18,4 мгл				

б

Рис. 25. Последовательность геолого-геофизических параметров по величине ошибок приближения  $\Delta g_H$  (Средняя Азия).

Решение этой задачи, проведенное для отдельных участков рассматриваемого профиля, подтвердило отмеченные особенности корреляционных связей аномалий Буге с геолого-геофизическими параметрами для всего профиля.

*Профиль Копетдаг — Аральское море* (29 точек). По этому профилю был проведен анализ корреляции аномалий Буге только с геологическими параметрами (рис. 25, б). Установлено, что наилучшая корреляция наблюдается с глубинными границами в земной коре ( $H_M$ ,  $H_{в.к}$ ,  $H_K$ ), а наихудшая — с рельефом кровли меловых отложений. Общая последовательность ошибок приближения, характеризующая связь аномалий Буге с границами в земной коре, по проведенным двум профилям сходна. Лишь кровля юрских отложений ( $H_I$ ) коррелируется с  $\Delta g_H$  по профилю Копетдаг — Аральское море лучше, чем по профилю Атрек — Сагиз.

Наилучшая корреляционная связь аномалий Буге по профилю Волгоград — Шамхор наблюдается также с рельефом поверхности Мохо (рис. 26). Однако в отличие от Средней Азии, наблюдается относительно лучшая корреляция аномалий Буге с границами раздела,

залегающими ближе к поверхности земли (кровлей мела, поверхностью фундамента, кровлей юры,  $S_{\Delta g_H} = 8-9$  мгл), в то время как с поверхностью Конрада и границами внутри «гранитного» и «базальтового» слоев корреляция хуже ( $S_{\Delta g_H} = 11-13$  мгл). Отсюда можно сделать вывод, что в пределах Скифской плиты на гравитационное поле помимо рельефа поверхности Мохо существенное влияние оказывают границы, залегающие ближе к поверхности земли (кровля юры и мела). Поэтому не случайно на Скифской плите рельеф поверхностей Мохо и фундамента лучше коррелируется с аномалиями силы тяжести, трансформированными на определенные уровни верхнего полупространства, чем с исходным полем. Можно думать, что в результате этих трансформаций происходит подавление

$$S_{\Delta g_{H,0}} = 13,5 \text{ мгл}$$

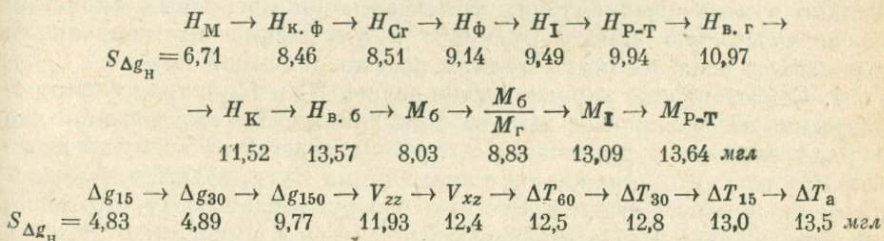


Рис. 26. Последовательность геолого-геофизических параметров по величине ошибок приближения  $\Delta g_H$  (Предкавказье).

гравитационных влияний верхних горизонтов коры. В пределах Скифской плиты так же, как в Средней Азии, происходит улучшение корреляционной связи аномалии Буге с трансформированными в верхней полупространство магнитными аномалиями.

Проведенный анализ корреляционных связей между различными геолого-геофизическими параметрами, характеризующими строение земной коры территории Средней Азии, Предкавказья и некоторых других районов Европейской части СССР, позволил сделать следующие выводы.

1. Строение земной коры запада Средней Азии существенно отличается от строения областей Европейской части СССР, а именно: в пределах Средней Азии наблюдается устойчивая закономерность улучшения связи  $H_M$  от верхних горизонтов земной коры к нижним, залегающим ближе всего к поверхности Мохо и, наоборот, в пределах Европейской части СССР (Предкавказье, Днепровско-Донецкая впадина, Волго-Уральская область) связь  $H_M$  с границами в земной коре улучшается от нижних горизонтов к верхним, залегающим дальше от анализируемой поверхности Мохо.

2. Установлено различие в степени коррелируемости между рельефом поверхности Мохо и геофизическими параметрами Туранской и Скифской плит. Наблюдается наилучшая корреляция  $H_M$

с аномалиями Буге и ухудшение ее по мере пересчета аномалий в верхнее полупространство на Туранской плите, в то время как в пределах Скифской плиты по профилю Волгоград — Шамхор наблюдается наилучшая коррелируемость  $H_M$  с аномалиями Буге, пересчитанными на высоту 30 км. Однако и другие пересчитанные на большие и меньшие высоты (15, 60, 150 км) аномалии также лучше коррелируются с  $H_M$ , чем аномалии Буге.

По всей вероятности, в пределах Скифской плиты аномалии Буге, помимо гравитационного влияния рельефа поверхности Мохо, существенно осложнены эффектом неглубокозалегающих границ раздела. Этот вывод полностью подтверждается результатами анализа связей аномалий Буге с границами раздела земной коры.

3. Коррелируемость границ раздела в земной коре ( $H_\Phi$  и  $H_M$ ) с аномалиями Буге много лучше, чем с магнитными аномалиями. Только в некоторых случаях трансформация магнитных аномалий на значительную высоту приводит к улучшению их корреляции с рельефом исследованных границ раздела в земной коре.

4. Сопоставление характеристик связей  $H_\Phi$  и  $H_M$  с трансформированными на различные высоты аномалиями Буге показало, что в ряде случаев с увеличением глубины залегания возмущающего объекта связь его улучшается с аномалиями Буге, трансформированными на меньшие высоты. Это еще раз указывает на то, что необходимо с большой осторожностью относиться к выводам, в которых по степени затухания аномалий при трансформации их в верхнее полупространство решаются вопросы глубины залегания возмущающих объектов.

5. Общая закономерность этих районов Средней Азии и Предкавказья заключается в том, что из всех границ раздела земной коры наилучшая связь гравитационного поля наблюдается с рельефом поверхности Мохо. Это позволяет сделать предположение о вероятном превалирующем влиянии на формирование аномалий силы тяжести рельефа поверхности Мохо. Корреляция аномалий Буге с магнитными аномалиями улучшается при пересчете их на различные уровни верхнего полупространства. Можно думать, что трансформация магнитных аномалий вверх приближает поле  $\Delta T_a$  к полю магнитного потенциала, функционально связанного с гравитационными аномалиями уравнением Пуассона.

### Глава III

#### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ СТРОЕНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

Детальное изучение строения локальных структур платформенного чехла, как правило, проводится методами сейсморазведки. Разнообразные геофизические данные (гравитационные и магнитные и другие аномалии) обычно используются только для выработки

оптимального варианта заложения сейсмических профилей. В то же время в естественных геофизических полях содержится информация о строении локальной структуры, но она, как правило, затуманена влияниями более сильных факторов. В ряде случаев определенные соотношения между строением локальных структур и геофизическими (гравитационными) аномалиями могут быть косвенными, проявляющимися за счет влияния более сильных аномалеобразующих факторов (например, внутренней структуры фундамента), однако геологически связанными с локальными особенностями строения платформенного чехла.

Важно из суммарного геофизического поля выделить ту его часть, которая содержит информацию о строении структурных горизонтов чехла и рационально использовать ее для прогноза.

Рассмотрим задачу использования разнообразной геолого-геофизической информации о локальной структуре для прогноза строения отдельных горизонтов платформенного чехла. Предполагалось, что, опираясь на наиболее достоверные данные сейсморазведки о строении горизонтов локальной структуры, можно использовать дополнительную геофизическую информацию для сокращения необходимого объема сейсморазведочных работ без существенной потери точности прогноза.

В Тимано-Печорской области подготовка структур к глубокому бурению производилась комплексом геофизических методов, включающим электроразведку (метод ТТ), детальную гравиразведку и главным образом сейсморазведку (МОВ и МПВ в различных модификациях). Первые два метода решают задачу выделения аномалий, обусловленных структурными формами в осадочном чехле, а сейсморазведка является основным методом изучения структур и подготовка их к глубокому бурению.

Средне-Макарихинская (Большеземельская тундра) структура детально разведана сейсморазведкой по двум отражающим горизонтам: горизонту А, приуроченному к верхнепермским терригенным отложениям, и горизонту I, связанному с нижнепермскими карбонатными отложениями. Амплитуда структуры по горизонту I составляет 250—300 м; расстояние между профилями составляет 2—4 км (рис. 27). В пределах структуры проведены полумиллигальная гравиметровая, аэромагнитная и электроразведочная съемки. По данным гравиметровой съемки в сводовой части Средне-Макарихинской структуры отчетливо выделяется локальный максимум. На карте  $\Delta T_a$  Средне-Макарихинская структура располагается в пределах юго-западного окончания обширного магнитного максимума интенсивностью 450 гамм [38].

Таким образом, наиболее полно особенности строения Средне-Макарихинской структуры обнаруживаются по сейсмическим данным, но и в распределении других геофизических аномалий эти особенности находят отражение.

По всем сейсмическим профилям, пересекающим Средне-Макарихинскую структуру, геолого-геофизические данные получены через



0,5 км;  $h_2$  — глубина залегания отражающего горизонта I;  $h_1$  — глубина залегания отражающего горизонта A;  $\Delta g_H$  — аномалия силы тяжести (в редукции Буге),  $V_{222}$  — третья вертикальная производная потенциала силы тяжести (формула Элкинса,  $r = 2$  км);  $\delta \Delta g_1$ ,  $\delta \Delta g_2$  — вариации аномалий силы тяжести (формула Б. А. Андреева,  $r_1 = 2,5$  км;  $r_2 = 6$  км).

Была поставлена задача выяснения возможности прогноза глубоко залегающего горизонта  $h_2$  по совокупности геолого-геофизических данных.

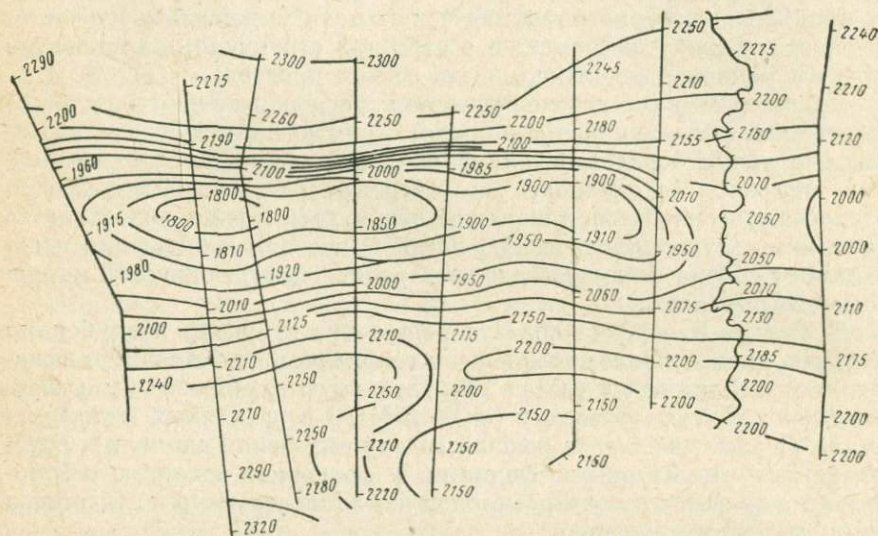


Рис. 27. Структурная карта по горизонту I, составленная по данным сейсморазведки.

Все точки были разбиты на две выборки (первый вариант) и на три выборки (второй вариант); каждая из выборок содержит 65—70 точек. Сейсмические профили при втором варианте на 4—5 км длиннее, чем при первом.

По одной выборке строился полином, приближающий двумерную или многомерную зависимость, и оценивалась его средняя квадратическая ошибка  $S_{h_2}$ . Построенная формула проверялась на второй выборке (в первом варианте), на второй и третьей выборках (во втором варианте) и оценивались ошибки прогноза  $S'_{h_2}$  (в первом варианте),  $S''_{h_2}$  и  $S'''_{h_2}$  (во втором варианте).

В табл. 24 представлены некоторые уравнения регрессии, описывающие парные и многомерные корреляционные связи между глубиной горизонта I и другими геолого-геофизическими параметрами.

Из таблицы видно, что наилучшая двумерная связь наблюдается между  $h_2$  и  $h_1$ . Из других параметров наиболее тесно коррелируются с  $h_2$  различные трансформации гравитационного поля.

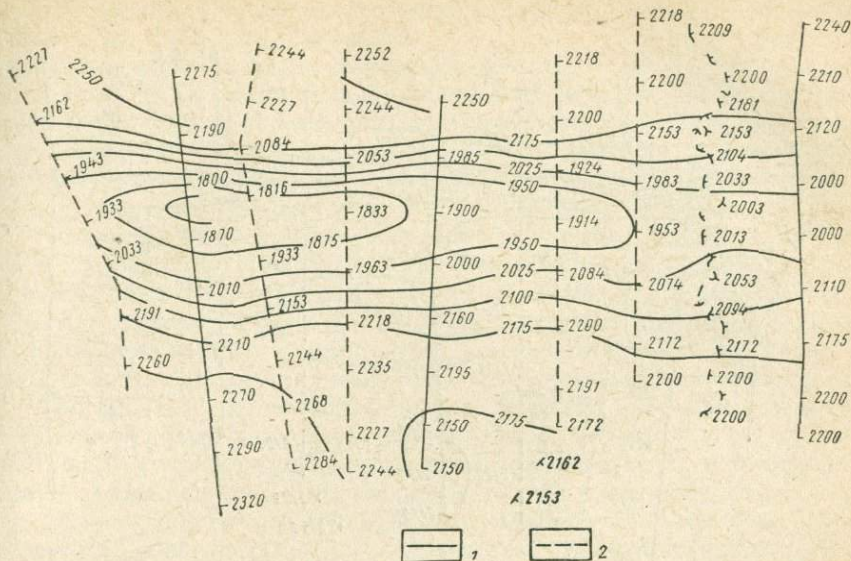


Рис. 28. Структурная карта по горизонту I, составленная по выборочным данным и данным парной регрессии  $h_2 = f(h_1)$ .

1 — сейсморазведочные профили, по которым строились формулы связи; 2 — профили, по которым прогнозировался параметр  $h_2$ .

Таблица 24

Аргументы зависимостей	Формула зависимости	$S_{h_2},$ м	$S'_{h_2},$ м	$S''_{h_2},$ м
$V_{zzz}$	Первый вариант $h_2 = 2126 - 7,7V_{zzz} + 0,2V_{zzz}^2 - 0,0004V_{zzz}^3$	89	81	—
$\Delta g_{n1}$	$h_2 = 2097 - 327,3\Delta g_{n1} + 14,9\Delta g_{n1}^2 + 161,7\Delta g_{n1}^3$	100	91	—
$V_{zzz}, \Delta g_{n1}, \Delta g_{n2}$	$h_2 = 2021 - 10,5V_{zzz} - 153,4\Delta g_{n1} + 111,8\Delta g_{n2}$	80	71	—
$h_1$	Второй вариант $h_2 = 3381 - 5,1h_1 + 0,004h_1^2 - 0,000001h_1^3$	27	23	33
$h_1, \Delta g_{n1}, V_{zzz}, \Delta T_a, \delta\Delta g_{n1}, \delta\Delta g_{n2}$	$h_2 = 643 + h_1 + 14\Delta g_{n1} + 0,2V_{zzz} - \Delta T_a - 55,8\delta\Delta g_{n1} - 6,4\delta\Delta g_{n2}$	23	27	33

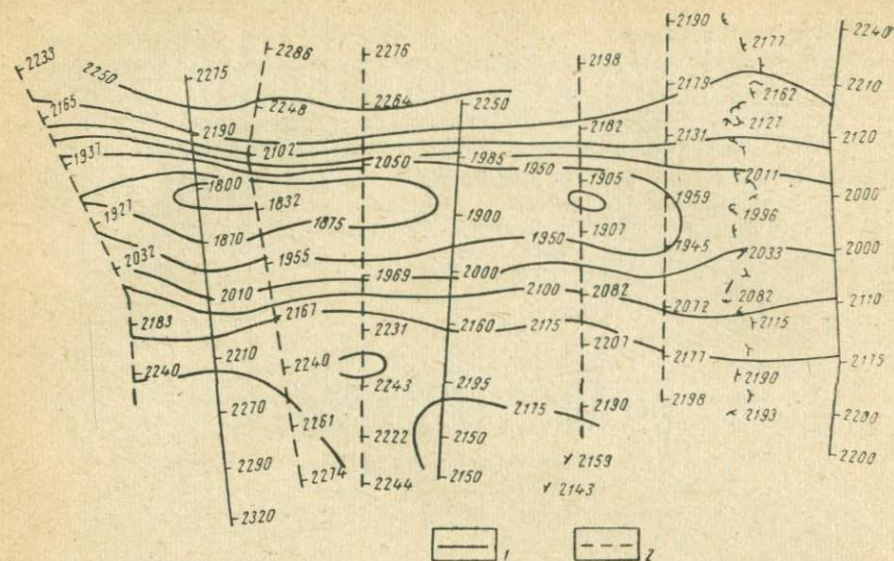


Рис. 29. Структурная карта по горизонту I, составленная по выборочным сейсморазведочным данным и данным многомерной регрессии  $h_2$  по  $h_1$ ,  $\Delta g_H$ ,  $V_{zz}$ ,  $\Delta T_a$ ,  $\delta \Delta g_{H1}$ ,  $\delta \Delta g_{H2}$ . Условные обозначения см. на рис. 28.

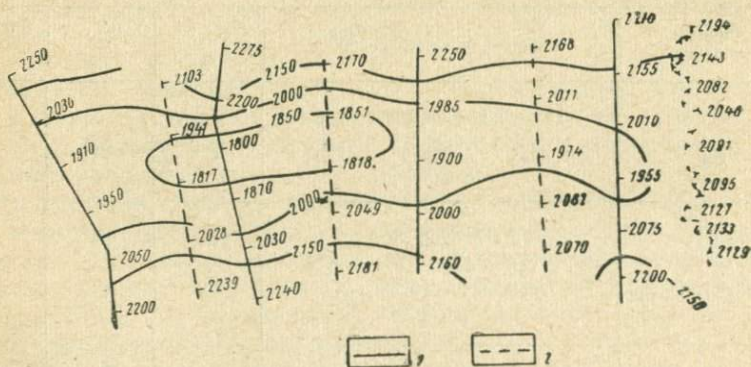


Рис. 30. Структурная карта по горизонту I, составленная по выборочным сейсморазведочным данным и данным многомерной регрессии  $h_2$  по  $V_{zz}$ ,  $\delta \Delta g_{H1}$ ,  $\delta \Delta g_{H2}$ . Условные обозначения см. на рис. 28.

Параметр  $h_1$  оказывается эффективным не только в двумерной связи с  $h_2$ , но и в многомерной.

Полученные расчеты позволили построить структурную карту по горизонту I с заменой части данных сейсморазведки (по прогнозным профилям) данными, полученными по построенным формулам. На основании полученных оценок ошибок прогноза построены три структурные карты: первая — по данным двумерной регрессии между  $h_2$  и  $h_1$  (рис. 28), вторая — по данным многомерной регрессии, когда в формулу многомерной связи помимо  $h_1$  входят некоторые геофизические параметры (рис. 29), третья — по данным многомерной регрессии, когда аргументами многомерной зависимости являются геофизические параметры (рис. 30). Полученные оценки ошибок прогноза  $h_2$  позволяют строить структурные карты с сечением через 75 (рис. 28 и 29) и 150 м (рис. 30) с учетом точности сейсморазведочных данных.

Построенные структурные карты (рис. 27, 28, 29) совпадают с исходной. При сопоставлении исходной карты со структурной, построенной по формуле многомерной зависимости  $h_2$  от геофизических параметров (рис. 30), наблюдается хорошее совпадение сводов структур и более крутого западного крыла. На восточном крыле в вычисленных значениях  $h_2$  отмечается ряд «отскоков» до 100 м.

Таким образом, использование многомерных связей параметра  $h_2$  с  $h_1$ ,  $\Delta g_H$ ,  $V_{zzz}$ ,  $\Delta T_a$  позволяет в два раза разредить сеть сейсмических профилей. Точность построенных карт при этом обеспечивает сохранение положения основных особенностей структуры (совпадение свода, крутого крыла).

В случае наличия данных о глубине залегания горизонта  $h_1$  (по упрощенной методике сейсморазведки или другим данным) прогноз строения структуры по горизонту  $h_2$  может быть осуществлен по разреженной в три раза сети сейсмических профилей (из девяти использовано только три) с точностью, практически приближающейся к точности сейсморазведки.

## ЧАСТЬ ЧЕТВЕРТАЯ

### ЗАДАЧИ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА

Задаче прогноза нефтегазоносности недр уделяется основное внимание в научных исследованиях в газонефтяной геологии и геофизике. К настоящему времени сложились определенные общие принципы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных геологических регионов и отдельных крупных территорий внутри таких регионов.

Значительно сложнее обстоит дело с прогнозом возможной продуктивности отдельных локальных поднятий. Это и понятно, если в задаче регионального прогнозирования исследователь опирается на некоторые основополагающие факторы формирования залежей нефти и газа, то при оценке возможной продуктивности отдельного локального поднятия возникает необходимость в учете такой обширной совокупности общих и частных геологических явлений, что их сколько-нибудь строгий анализ применявшимися до последнего времени методами переработки информации практически неосуществим.

Сложность задачи прогнозирования продуктивности структур подтверждается практикой поисково-разведочных работ. В любой газонефтяной провинции при разведке отдельных этажей газонефтеносности, как правило, «пустых» структур оказывается почти столько же, сколько продуктивных. В настоящее время разбуриваются практически все выявленные локальные структуры.

Добиться более успешных результатов в решении задачи прогноза газонефтеносности антиклинальных поднятий можно за счет: использования математических методов и современных средств переработки информации для комплексного анализа широкой совокупности геолого-геофизических показателей и совершенствования специальных прямых геохимических и геофизических методов обнаружения скоплений нефти и газа в недрах. Под «прямыми» методами поисков залежей нефти и газа здесь и в дальнейшем понимается комплекс геофизических или геохимических исследований, направленных на выявление с поверхности физических или геохимических эффектов, обусловленных наличием залежи.

## ПРОГНОЗ ПРОДУКТИВНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР ПО СОВОКУПНОСТИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В настоящее время при решении задачи прогноза возможной продуктивности локальных структур геолог располагает весьма обширной информацией о стратиграфии, тектонике, истории геологического развития района, а также имеет совокупность геофизических, геохимических, гидродинамических и других показателей. Однако взаимные количественные связи всех этих данных с наличием или отсутствием нефти (газа) в недрах, как правило, не установлены.

Общепризнанными необходимыми, но явно недостаточными характеристиками месторождений нефти и газа являются: наличие коллекторов, ловушек и надежных покрышек. Применительно к условиям конкретных нефтегазоносных областей отдельными исследователями устанавливаются дополнительные критерии (гипсометрия структуры, ее положение относительно более крупных тектонических форм и т. д.), наличие которых считается благоприятным или неблагоприятным показателем вероятной нефтегазоносности разведываемой площади.

Таким образом, из всей обширной имеющейся полезной информации используется ее какая-то весьма незначительная часть. Полнота ее использования в основном определяется квалификацией, опытом геолога, оценивающего перспективность или неперспективность данной площади.

Применение статистических методов позволит существенно увеличить объем полезной информации, извлекаемой из имеющегося геолого-геофизического материала, исключить элементы субъективного подхода при анализе этих материалов и, наконец, дать возможность объективно оценивать сравнительную значимость отдельных геолого-геофизических показателей.

Помимо перечисленных прикладных аспектов возможность объективного анализа обширной уже накопленной геолого-геофизической информации по изученным продуктивным и пустым площадям открывает перспективу плодотворного исследования многих общих вопросов проблемы формирования залежей нефти и газа [62].

### § 1. Геологическая постановка задачи

В общем виде поставленная задача прогноза возможной продуктивности локальных структур с использованием программ распознавания может быть сформулирована следующим образом: используя широкую совокупность геолого-геофизических показателей по определенному числу разбуренных площадей, найти критерии продуктивности структур (сочетания различных значений отдельных показателей), которые были бы справедливы для всей исследуемой территории.

Эффективность использования математического аппарата при решении прикладных задач в первую очередь определяется четкостью постановки задачи. При постановке задачи необходимо определить: а) стадию поисков, для которой разрабатывается метод статистического прогнозирования; б) объект прогнозирования — интервал разреза, возможную продуктивность которого предполагается оценить; в) территорию, в пределах которой ищутся критерии нефтегазоносности для выбранного объекта прогнозирования и на которую найденные критерии затем будут распространены; г) совокупность геолого-геофизических показателей, которые могут быть использованы; д) минимальное число известных пустых и продуктивных структур, необходимое для обучения, и правила их отбора из общего числа имеющихся известных структур; е) роль математического аппарата.

Следует указать, что из-за отсутствия достаточного опыта применения статистических методов для прогнозирования возможной нефтегазоносности локальных структур на начальной стадии работ ответы на поставленные вопросы неизбежно будут предварительными и должны уточняться в процессе проведения конкретных исследований. С учетом сделанного замечания остановимся на каждом из перечисленных вопросов.

**Стадия поисков.** В настоящее время в общем цикле поисково-разведочных работ на нефть и газ большинство специалистов выделяет два этапа — этап поисков и этап разведки. На первом этапе предусматриваются три стадии: региональные геолого-геофизические работы, подготовка площадей под поисковое бурение, поиски залежей нефти и газа. На первой стадии выделяются зоны нефтегазонакопления и территории, благоприятные для формирования ловушек, на второй — выявляются перспективные площади и осуществляется их подготовка под глубокое бурение, на третьей стадии — открытие залежей нефти и газа глубоким бурением.

На каждой стадии поисков исследователь располагает существенно иным объемом геолого-геофизической информации, нарастающим от ранних к более поздним стадиям. Учитывая сложность поставленной задачи, обоснованная выработка статистических критериев продуктивности локальных структур, по нашему мнению, в настоящее время возможна лишь для наиболее поздней стадии поисков, для которой это практически целесообразно, т. е. имеет экономическое значение.

Такой наиболее поздней стадией является ситуация, когда на площади пробурена хоря бы одна скважина, вскрывшая комплекс отложений — объект прогноза. При этом в распоряжении геолога оказывается ценная детальная информация о разведуемом комплексе отложений и вместе с тем вопрос о продуктивности или непродуктивности площадей во многих случаях остается открытым. Проведенный анализ показывает, что на установление непродуктивности антиклинального поднятия в настоящее время затрачивается в среднем не менее пяти скважин.

Кроме того, далеко не во всех случаях продуктивность площади выявляется первой из пробуренных скважин. В 1966 г., например, только 70% месторождений было открыто первой или второй скважиной. Поэтому обоснованное заключение о возможной продуктивности данного поднятия даже на третьей заключительной стадии поисков может оказать существенную помощь при принятии решений о продолжении работ на этой площади.

Анализ результатов статистического прогнозирования для наиболее поздней стадии поисков и разведки одновременно имеет наибольшую научную ценность, так как в анализ вовлекается наиболее широкая совокупность геолого-геофизических показателей. Положительное решение задачи прогнозирования для этой стадии даст возможность более обоснованно подойти к организации геолого-геофизических исследований на более ранних стадиях поисков.

Совершенно очевидно, что прогноз, опирающийся на данные глубокого бурения, возможен лишь для газонефтеносных областей, в пределах которых уже разбурено значительное число пустых и продуктивных структур.

В настоящее время предпринимаются попытки использовать статистические методы для оценки возможной продуктивности структур только по данным наблюдений с поверхности, в основном по данным геофизики. Эти исследования представляют несомненный интерес, однако они большей частью находятся на стадии экспериментальных работ и поэтому в настоящей монографии не рассматриваются.

**Объект прогноза.** Объектом исследований может быть вся толща осадочных отложений, развитых в районе, или определенный комплекс этих отложений. Выбор в качестве объекта исследований всей осадочной толщи имеет то преимущество, что предметом анализа становится вся совокупность факторов, определяющих распределение залежей нефти и газа на исследуемой территории и, соответственно, выбранные критерии продуктивности будут иметь более общий, более универсальный характер. При локализации объекта исследований какой-то (достаточно значительной) осадочной толщей мы, естественно, проигрываем в общности получаемых выводов, но при этом значительно сокращается сумма обстоятельств, определяющих распределение нефти (газа), которые должны быть учтены при выработке критериев нефтегазоносности выбранного комплекса отложений.

Принятие того или иного решения определяется в конечном счете объемом наличного экспериментального материала, в нашем конкретном случае числом хорошо разведанных площадей, в пределах которых достаточно уверенно установлено наличие или отсутствие нефти (газа). Очевидно, что чем сложнее ситуация, тем большее количество информации необходимо для ее исследования.

Учитывая сравнительно небольшое количество разведанных площадей, имеющих на территории, для которой разрабатываются критерии прогноза продуктивности антиклинальных поднятий, целесообразно в качестве объекта прогнозирования выбирать определенный



интервал разреза. После проведения исследований последовательно для всех крупных частей осадочного чехла будет получена сумма критериев, по которым можно оценивать возможную продуктивность разреза в целом.

В качестве интервала разреза, для которого находятся критерии его продуктивности, можно брать либо определенный этаж газонефтеносности, либо стратиграфическую толщу, возможно более полно характеризующую данный этаж газонефтеносности. Учитывая одно из главных требований, предъявляемых к объекту прогнозирования (возможность его четкого прослеживания на всей изучаемой территории), по-видимому, имеет смысл отдать предпочтение второму варианту. Следует также иметь в виду, что этаж газонефтеносности в большинстве случаев соответствует определенному стратиграфическому интервалу разреза.

Второе принципиальное условие, которое должно выполняться при выборе того или иного комплекса отложений в качестве объекта прогнозирования, — это наличие в его пределах на территории исследований достаточного количества уже разведанных пустых и продуктивных структур. В каждом конкретном случае это «достаточное» количество уточняется экспериментально, однако, как показывает опыт уже проведенных исследований, оно должно составлять 10—15 структур каждого класса.

**Территория исследований.** Площадь исследований должна охватывать такую территорию, в пределах которой, как можно предполагать, размещение залежей нефти и газа контролируются в основном одной и той же совокупностью геологических факторов. Иными словами все части выбранной территории должны иметь близкую историю своего геологического развития (особенно для выбранного объекта исследований). Такое определение соответствует принятому в газонефтяной геологии понятию «газонефтеносная область».

Первоначальный выбор территории исследований производится исходя из имеющихся геологических представлений. В дальнейшем в процессе проведения исследований границы территории уточняются. Такое уточнение производится уже на этапе предварительного анализа отобранных геолого-геофизических показателей. В случае, если характер распределения большинства из этих показателей для пустых и продуктивных структур на различных выделенных территориях окажется близким, то эти территории могут быть объединены, и наоборот, если графики распределений для отдельных участков единой ранее выделенной территории окажутся существенно различными, то целесообразно расчленить эту территорию на самостоятельные области.

Таким образом, в частности, было проведено районирование в рамках поставленной задачи территории эпигерцинской платформы Северного Предкавказья, первоначально выделенной в качестве единой области исследований. Оказалось целесообразным Западные и Восточные Предкавказье выделить в самостоятельные территории

и, наоборот, Калмыкию объединить с Восточным Предкавказьем (см. § 2 настоящей главы).

Следует иметь в виду, что дополнительное расчленение территории исследований при фиксированном комплексе отложений лимитируется требованием наличия в пределах этого комплекса достаточного числа разведанных пустых и продуктивных ловушек.

Если невозможно выполнить это требование, необходимо либо расширить исследуемый интервал разреза, либо отказаться от дополнительного расчленения территории исследований.

В дальнейшем границы территории уточняются по результатам анализа эффективности найденных критериев газонефтеносности антиклинальных поднятий на сопредельных частях различных территорий.

**Исходная совокупность геолого-геофизических показателей.** Выбор оптимальной совокупности исходных геолого-геофизических характеристик является основным вопросом, без успешного решения которого не может быть получен положительный результат, как бы ни были совершенны используемые математические методы переработки информации.

Основное требование к совокупности исходных характеристик — наличие необходимой информации о факторах, определяющих распределение скоплений нефти и газа на исследуемой территории. При этом допустимо включение показателей, на несущих такой информации (из-за неполноты наших представлений по этому вопросу). Логика работы программ распознавания дает возможность произвести в соответствующих пределах сортировку характеристик. Однако совершенно очевидно, что чем меньше подобных лишних характеристик будет включено в исходную совокупность, тем более надежные результаты будут получены.

Вопрос о выборе совокупности исходных характеристик является наиболее сложным. Сложность его решения обусловлена двумя причинами: слабой разработанностью вопросов теории формирования нефтяных и газовых залежей; необходимостью массовости и полной аналогичности характеристик на всех исследуемых площадях.

Для целого ряда характеристик второе условие, к сожалению, не выполняется. В частности, далеко не на всех площадях выполнены геохимические и радиохимические наблюдения и высокоточные геофизические измерения. Вследствие этого целый ряд интересных показателей не может быть включен в исходную совокупность характеристик.

Таким образом, при формировании исходной совокупности характеристик необходимо, во-первых, стремиться к максимальному использованию имеющейся информации с учетом основных положений общей теории формирования залежей нефти и газа и частных закономерностей, установленных для территории исследований. Во-вторых, предусмотреть в исходной совокупности характеристик показатели, отражающие историю геологического развития района. В-третьих, попытаться вместо высокоточных геофизических наблюдений

использовать результаты стандартных геофизических съемок (гравиразведка, магниторазведка).

В результате, в исходную совокупность войдут следующие группы характеристик: а) комплекса отложений — объекта прогноза; б) перекрывающих отложений; в) подстилающих отложений; г) тектонические; д) геофизические; е) гидрогеологические, гидродинамические и геохимические.

Наибольшая сложность возникает в подборе последней группы характеристик. В подавляющем числе случаев фактический материал, на основе которого можно было бы дать соответствующую характеристику всей многосотметровой толще исследуемого комплекса отложений, для отдельно взятой локальной структуры отсутствует. Поэтому приходится пользоваться некоторыми усредненными значениями, которые могут быть сняты с соответствующих региональных карт, если они имеются или могут быть построены, или вообще отказаться от использования таких характеристик.

Совершенно очевидно, что исходная совокупность геолого-геофизических характеристик, сформированная на начальной стадии работ, будет заведомо не оптимальной.

Исходная совокупность характеристик уточняется и оптимизируется на заключительной стадии работ путем сравнения эффективности найденных критериев продуктивности при различных вариантах наборов характеристик.

**Выбор структур для обучения.** Минимальное число известных пустых и продуктивных структур, необходимое для обучения, определяется степенью сложности геологического строения изучаемой газонефтеносной области и особенностями пространственного распределения в ее пределах залежей нефти и газа.

Эти два обстоятельства находят отражение в количестве геолого-геофизических показателей, по которому можно ориентировочно

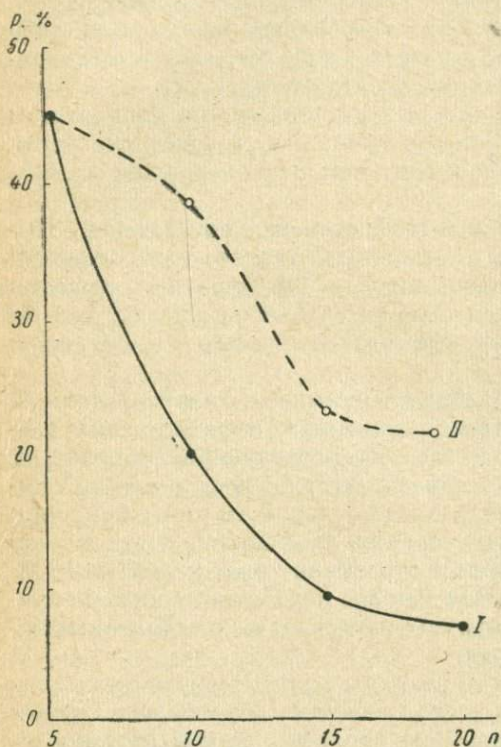


Рис. 31. График изменения доли ошибочных заключений  $P$  с изменением числа структур в обучении  $n$ .

I — Восточное Предкавказье; II — Средняя Азия.

оценить число необходимых для обучения структур. Однако эти оценки будут сугубо приблизительными. Во-первых, при постановке исследований в какой-нибудь новой газонефтеносной области мы сознательно начинаем исследования с набором исходных характеристик заведомо большим того, который действительно необходим. С другой стороны, и сама связь между числом используемых показателей и числом объектов в обучении является также недостаточно определенной.

Таким образом, единственным способом определения минимального числа структур, необходимого для обучения, является экспериментальная оценка. Результаты такой оценки, выполненной для условий Восточного Предкавказья и Аму-Дарьинской впадины показаны на рис. 31.

Как видно из графика, число ошибочных и неоднозначных заключений сначала резко уменьшается с увеличением числа структур, привлекаемых для обучения, затем кривая выходит на асимптоту. Точка перегиба кривой соответствует  $n = 15$ .

Структуры, выбираемые для обучения, должны наиболее полно и всесторонне характеризовать особенности размещения залежей нефти и газа на изучаемой территории. Это условие выполняется при их равномерном размещении. С другой стороны, для обучения должны быть представлены наиболее сложные случаи, т. е. случаи обнаружения продуктивных и пустых структур в близкой геологической обстановке. Для того, чтобы были одновременно удовлетворены оба требования структуры для обучения желательно подбирать парами (пустая и соседняя продуктивная структуры), равномерно распределенными по всей территории исследований.

При отборе структур для обучения особое внимание должно обращать на надежность установления их продуктивности или непродуктивности.

**Роль математического аппарата.** Одной из основных особенностей задачи прогнозирования продуктивности структур является слабая разработанность физической модели процесса образования залежей нефти и газа. Поэтому возможности использования априорной информации здесь в определенном смысле оказываются ограниченными. Они в полной мере могут и должны быть реализованы при выборе объекта прогноза, территории исследования, формирования исходной совокупности характеристик и т. д.

Однако почти полное отсутствие достоверных сведений о характере связи между отдельными геолого-геофизическими показателями, а также между этими показателями и наличием или отсутствием залежей ограничивает использование алгоритмов, предъявляющих жесткие требования к характеру этих связей. Примером такого требования является необходимость нормального распределения вектора наблюдаемых значений характеристик в методе линейной дискриминантной функции и т. д.

Интересен в этом смысле эксперимент, выполненный А. М. Волковым [19], по оценке эффективности различных алгоритмов

распознавания (линейная дискриминантная функция, нелинейная дискриминантная функция, отношение правдоподобия, метод тупиковых тестов, потенциальная функция) при разделении структур на газоносные и водоносные в Березовском районе Западной Сибири. Более эффективным оказался последний алгоритм, предьявляющий минимальные требования к структуре пространства характеристик. Его эффективность (число правильных заключений) составила 85%, в то время как эффективность остальных алгоритмов колебалась в пределах 60—65%.

Однако отсутствие предварительных сведений о структуре пространства признаков в сочетании с малыми выборками экспериментального материала, которыми мы располагаем, влечет за собой известную неустойчивость получаемых результатов.

Поэтому второй важной особенностью использования математического аппарата является необходимость геологического контроля достоверности тех оценок, которые получаются с помощью программ распознавания.

По существу мы каждый раз получаем несколько альтернативных высказываний. Выбор одного из них может быть сделан только с позиции наилучшего соответствия того или иного заключения всей имеющейся геологической информации на территории исследования, соответствия результатам, полученным в других нефтегазоносных областях.

Таким образом, используемый математический аппарат должен рассматриваться в первую очередь как средство организации имеющейся геолого-геофизической информации для ее последующего специального геологического анализа.

При решении поставленной задачи прогноза была выбрана программа «Кора-3», получившая в настоящее время широкое распространение в исследовательских и производственных организациях.

## § 2. Результаты исследований на платформенной части территории Предкавказья и Средней Азии

В пределах Предкавказья в качестве территории исследований была выбрана Скифская плита — один из крупных элементов обширной Евразийской эпипалеозойской платформы, протягивающейся от Западной Европы до Сибири. Основанием для выбора послужили две причины: во-первых, значительно меньшая сложность геологического строения платформенной части Предкавказья в целом и самих залежей нефти и газа в ее пределах по сравнению, например, с нефтегазоносными областями передовых прогибов Кавказа и, во-вторых, большое число выявленных залежей нефти и газа.

Учитывая существенные различия в геологическом строении каждой из трех основных областей эпипалеозойской платформы Предкавказья, а следовательно, и в закономерностях формирования залежей нефти и газа, критерии классификации локальных структур на продуктивные и пустые находились отдельно для Восточного

Характеристика	Расшифровка характеристики	Используемый первичный материал
<i>Характеристики объекта прогноза (нижний мел)</i>		
Мощность комплекса	Интервал от кровли до подошвы комплекса	По картам мощностей нижнего мела в своде структуры
Стратиграфический объем	Выделялись две ситуации: присутствуют альб + апт или более полный объем	По литературным данным
Доля коллекторов в разрезе	Отношение суммарной мощности коллекторов к общей мощности комплекса	По диаграммам КС и СП в скважинах на своде структуры
Тип разреза	Выделялось три типа: I — коллекторы распространены преимущественно в нижней и верхней частях разреза; II — коллекторы равномерно распределены по разрезу; III — коллекторы развиты преимущественно в нижней части разреза	То же
Минерализация пластовых вод	Общая минерализация в мг-экв/л	По картам минерализации пластовых вод. Восточное Предкавказье по карте А. А. Карцева, С. Б. Вагина (1963 г.), Западное Предкавказье по картам, построенным авторами
Наиболее распространенная мощность пластов-коллекторов *	Выделены три группы пластов: мощностью до 5 м; от 6 до 10 м; свыше 10 м	По данным промышленной геофизики. Оценивалась доля пластов каждой группы в процентах от общего числа пластов-коллекторов в разрезе нижнего мела
<i>Тектонические характеристики</i>		
Глубина кровли комплекса	Относительная глубина кровли нижнемеловых отложений	По данным промышленной геофизики в скважинах на своде структуры
Амплитуда структуры	Перепад глубин от наивысшей точки до последней замкнутой изогинсы	По данным бурения или сейсмическим данным
Площадь структуры **	Площадь, заключенная в пределах последней замкнутой изогинсы	То же
Положение данной структуры на тектонической структуре I порядка	Выделялось три ситуации: на склоне, своде, или во впадине	По структурной карте кровли нижнего мела

Характеристика	Расшифровка характеристики	Используемый первичный материал
----------------	----------------------------	---------------------------------

*Характеристики перекрывающих отложений*

Мощность покрывки **	Непроницаемая толща пород мощностью от 10 м и более, залегающая либо непосредственно в кровле комплекса, либо ближайшая такая толща вверх по разрезу	По данным промышленной геофизики и анализам керна в скважинах на своде структуры
Расстояние до покрывки **	Интервал глубин от кровли комплекса до подошвы покрывки	По материалам промышленной геофизики в скважинах на своде структуры
Наличие залежей нефти и газа	Промышленные залежи	По результатам опробования и литературным данным
Возраст перекрывающих отложений, контактирующих кровлей нижнего мела *	Выделено две ситуации: сеноман и более молодой	По данным бурения и литературным данным

*Характеристики подстилающих отложений*

Характер и возраст подстилающих отложений, на которых непосредственно залегают исследуемый комплекс	В Западном Предкавказье выделялось четыре ситуации: 1 — архей, 2 — палеозой или породы переходного комплекса (ПК), 3 — морской триас, 4 — отложения юры. В Восточном Предкавказье выделялось три ситуации: 1 — палеозой и переходный комплекс, 2 — отложения средней юры, 3 — отложения верхней юры	По данным бурения и литературным данным
Мощность подстилающих отложений	Интервал разреза от подошвы нижнего мела до поверхности палеозойского основания или переходного комплекса	По данным бурения и сейсмическим данным
Наличие экрана	Ближайшая от подошвы нижнего мела вниз по разрезу толща непроницаемых пород мощностью 10 м и более	По данным промышленной геофизики и керна
Наличие залежей нефти или газа	Промышленные залежи	По данным бурения для структур обучения, по данным бурения и литературным данным для структур экзамена

Характеристика	Расшифровка характеристики	Используемый первичный материал
<i>Геофизические характеристики</i>		
Аномалии силы тяжести	Аномалии Буге	По гравитационным картам
Аномалии остаточной силы тяжести	Аномалии Буге за вычетом гравитационного влияния рельефа поверхности складчатого палеозойского основания	То же
Горизонтальный градиент силы тяжести	Максимальный горизонтальный градиент в пределах структуры	»
Напряженность магнитного поля	Средние значения напряженности магнитного поля в пределах структуры	По магнитным картам

\* Характеристики использовались только в Западном Предкавказье.

\*\* Характеристики использовались только в Восточном Предкавказье.

(включая Калмыкию) и Западного Предкавказья. Ряд локальных структур на склонах Ставропольского свода, рассмотрен совместно со структурами Восточного и Западного Предкавказья.

**Восточное Предкавказье.** На территории Восточного Предкавказья в анализ были включены локальные структуры, выявленные в пределах восточной части кряжа Карпинского (Промыслово-Цубукская зона, Бузгинский свод), в Восточно-Маньчжурской депрессии, на Прикумском поднятии, Затеречном поднятии и в Чернолесской впадине.

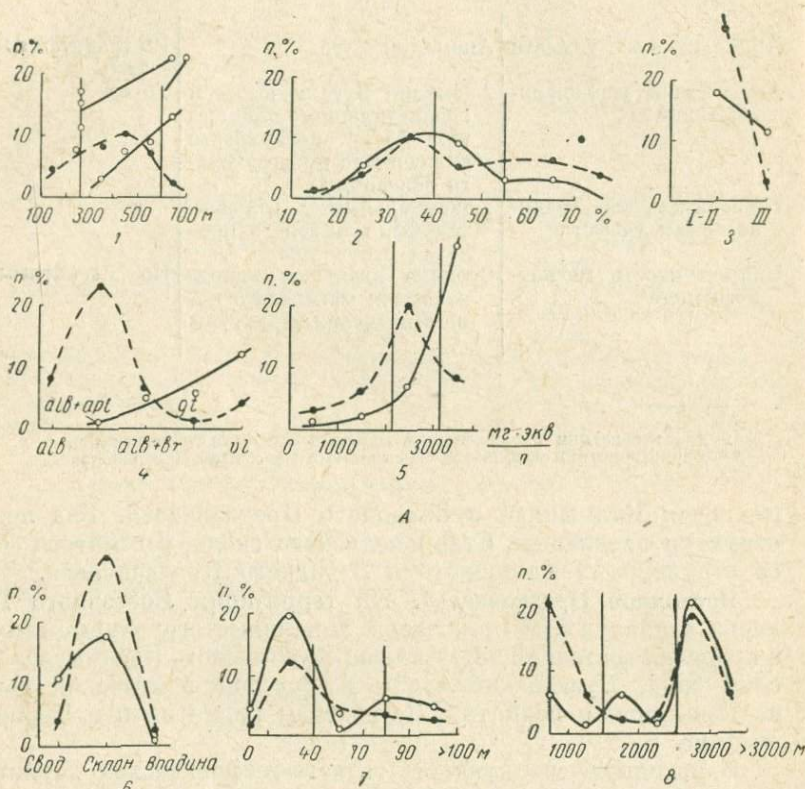
В исходную совокупность геолого-геофизических характеристик вошли 19 показателей, приведенные в табл. 25.

Включение в исходную совокупность группы характеристик, описывающих подстилающие отложения обусловлено тем, что помимо непосредственной прикладной задачи прогноза нефтегазоносности отдельных локальных структур большой практический и научный интерес представляет оценка значимости отдельных характеристик, участвующих в признаках продуктивности или непродуктивности структур. В дальнейшем будет рассмотрена возможность минимизации исходной совокупности характеристик с целью сокращения геолого-геофизической информации, необходимой для прогноза.

Для каждой из характеристик были построены графики распределений (рис. 32). Такие графики в общем случае позволяют дать предварительную оценку сложности решаемой задачи по тому, насколько расходятся кривые распределений отдельных характеристик



для объектов различных классов. Как и следовало ожидать, ни по одной характеристике не обнаруживается сколько-нибудь четкого расхождения кривых распределений. Для многих характеристик кривые распределений практически совпадают. Однако это обстоятельство не может служить основанием для исключения таких



А

Б

В

Г

Д

а

б

в

г

д

е

ж

з

и

к

л

м

н

о

п

р

с

т

у

ф

х

ц

ч

ш

щ

ъ

ы

ь

э

ю

я

Рис. 32. Графики распределений

А — характеристики комплекса отложений объекта прогноза: 1 — мощность комплекса, 5 — минера

Б — структурно-тектонические характеристики: 6 — положение структуры

В — характеристики перекрывающих отложений: 9 — мощность до покровышки,

Г — характеристики подстилающих отложений: 12 — мощность до фундамента, 13 — нали

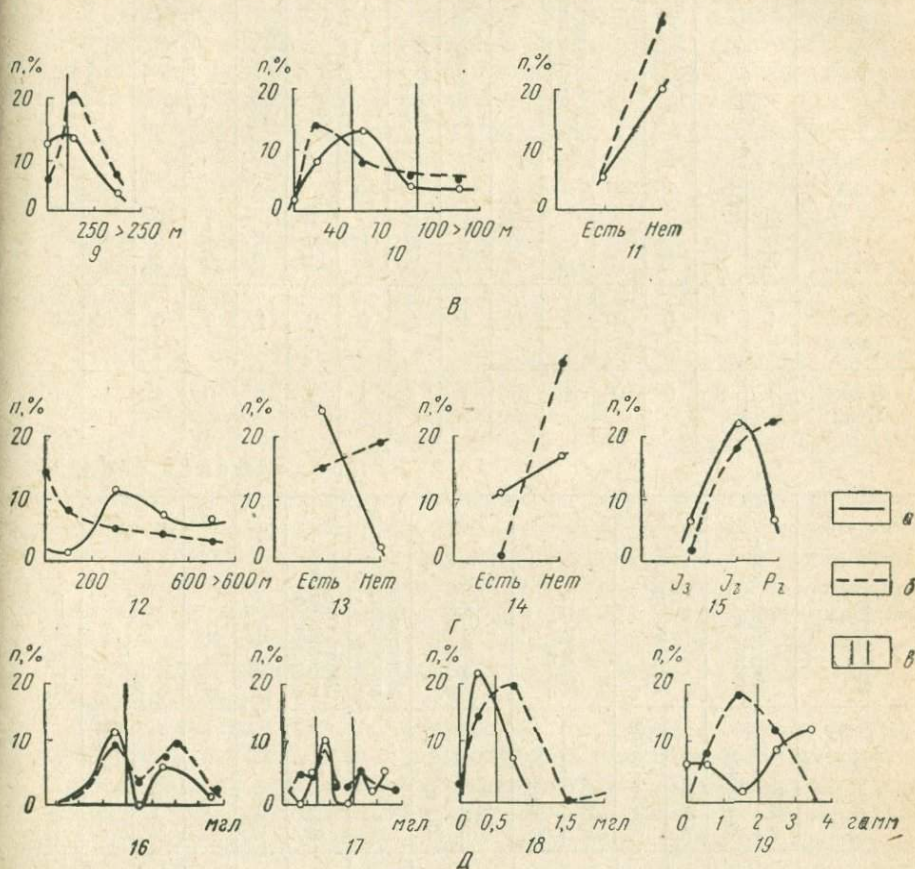
Д — геофизические показатели: 16 —  $\Delta g_H$ ,

а — продуктивные структуры; б — пустые структуры; в — границы интервалов

характеристик из рассмотрения, поскольку не исключено и даже, наоборот, весьма вероятно, что в сочетании с другими характеристиками они могут образовывать признаки продуктивных и пустых структур.

Геолого-геофизические показатели, используемые для анализа и образующие после кодировки «входной вектор», разбиваются на две группы: 1) качественные характеристики — тип разреза, стра-

тиграфический объем комплекса, характер и возраст подстилающих отложений, нефтегазоносность перекрывающих и подстилающих отложений и др.; 2) количественные характеристики, которые задаются числом. К ним относятся амплитуда поднятия, мощность комплекса,



#### геолого-геофизических характеристик.

2 — доля коллекторов в разрезе, 3 — тип разреза, 4 — стратиграфический объем комплекса, лизация вод; на структуре I порядка, 7 — амплитуда, 8 — глубина кровли комплекса; 10 — мощность покрывши, 11 — продуктивность перекрывающих отложений; чис «экрана», 14 — продуктивность подстилающих отложений, 15 — возраст отложений, ниями нижнего мела; 17 —  $\Delta\sigma_{ост}$ , 18 —  $V_{xz}$ ; 19 —  $\Delta T_a$ .

значений характеристик, относимые в отдельные разряды при кодировке.

мощность отложений до фундамента, геофизические характеристики и др.

Количество интервалов, на которые разбивался каждый параметр, не превышало трех. Это диктуется в первую очередь малым количеством исходного экспериментального материала (не более 20 структур каждого класса в обучении). Интервалы выбирались, исходя

Таблица 26

Структура	Тип разреза		Стратиграфический объем комплекса	Характеристика и возраст подстилающих отложений			Наличие экрана	Мощность до по-крышки, м	Мощность по-крышки, м	Положение структур	Доля коллекторов, %	Амплитуда подни-тия, м
	I+II	III		Ст.ар+ал	J <sub>3</sub>	J <sub>4</sub>						
Зимняя ставка	1	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0
Озек-Суат	1	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1

Продолжение табл. 26

Структура	Мощность комп-леса, м		Глубина кровли, м		Минерализация, мг-экв/л		Мощность по фундамента, м		Нефтегазоносность подстилающих отло-жений	Нефтегазоносность перекрывающих отложений	$\Delta g_H, \text{мг/л}$	$V_{xy}, E$	$\Delta g_{ост}, \text{мг/л}$	$\Delta T_a, \text{гс/м}$
	$\leq 250$	251 ÷ 600	$\leq 1500$	1501 ÷ 2500	$\leq 2200$	2201 ÷ 3200	$\leq 250$	251 ÷ 600						
Зимняя ставка	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0
Озек-Суат	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0

из вида кривых распределения. Материал кодировался двумя известными способами: обычным способом и «ступенькой» (см. часть первую, гл. I, § 1).

Обычный способ кодировки применялся для качественных характеристик. Таким качественным характеристикам, как нефтегазоносность подстилающих и перекрывающих отложений, стратиграфический объем комплекса, положение структур отводился один разряд.

Этот случай соответствует ситуации «да» — «нет»: если значение рассматриваемой характеристики соответствует ситуации, записанной в таблице кодировки («да»), то в соответствующий разряд представлялась единица, если нет, то «0».

Параметру «тип разреза» отведено два разряда. Хотя для нижнемеловых отложений Предкавказья были выделены три типа разреза, I и II типы разреза объединены в один разряд, поскольку каждый из них встречен в небольшом числе структур. Количественные параметры кодировались способом «ступенька». Те характеристики, для которых видно некоторое смещение максимумов кривых распределения для водоносных и нефтеносных структур, разбивались на два интервала. Граница между интервалами проводилась в области пересечения кривых распределения. В случае совпадения кривых распределения параметры разбивались равномерно на три интервала. Примеры кодировки «ступенькой» исходных характеристик приведены в табл. 26.

Обучение проводилось по 15 структурам каждого класса, выбранным в соответствии с требованиями, изложенными в предыдущем параграфе. В результате обучения было отобрано 17 сочетаний характеристик признаков продуктивности и 16 — признаков непродуктивности (табл. 27).

Отнесение экзаменуемых объектов к тому или иному классу в общем случае производится программой «Кора-3» по соотношению признаков каждого класса, выявленных на объекте, предъявленном для экзамена. Для повышения надежности разделения структур на пустые и продуктивные это правило было несколько усилено. Ответ считался однозначным лишь в том случае, если у экзаменуемого объекта число признаков одного класса превышало число признаков другого класса не менее чем на 2.

Для экзамена было предъявлено 92 структуры — все структуры по которым имелись результаты опробования за вычетом структур, использованных для обучения. Результаты экзамена оказались следующими: по продуктивным структурам получено 94,5% правильных заключений и 5,5% отказов; из пустых структур правильно были опознаны 70%, неоднозначные заключения и отказы составили 25%, ошибки — 5% структур. В целом эффективность работы программы (доля правильных однозначных заключений) оказалась равной ~80%.

Проверка статистической надежности полученных результатов по критерию  $\chi^2$  и правилу знаков показывает, что эти результаты надежны с вероятностью ошибки 5%.

**Западное Предкавказье.** В анализ включены локальные структуры Ейско-Березанского региона, Восточно-Кубанской впадины, Адыгейского выступа и западного склона Ставропольского свода.

В исходную совокупность геолого-геофизических характеристик вошли в основном те же показатели, что и в Восточное Предкавказье (см. табл. 25). Разница заключается лишь в том, что большее внимание было уделено тектоническим характеристикам. Дополнительно

№ признака	Тип разреза		Стратиграфический объем комплекса	Характер и возраст подстилающих отложений			Наличие экрана	Мощность до покрытия, м		Мощность по-крышки, м	Положение структур	Доля коллекторов, %		Амплитуда поднятия, м	
	I+II	III		Ja	Jb	ПК+Pz		Да	≤120			≤50	51-100	Свод	≤40

Признаки про

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

Признаки не

1		0													
2		0							1						
3													0		
4			1												
5		0													
6		0													
7								0	1						
8						0			1						
9						0			1						1
10															1
11								0							
12															
13								0							
14															1
15															
16		0		0											



был использован такой показатель, как «площадь поднятия». Показатель «мощность покрывки» был исключен, так как в Западном Предкавказье практически повсеместно верхняя часть нижнемеловых отложений представлена мощными глинами с редкими прослоями песчаников и алевролитов.

Соответственно потеряла смысл и была исключена использованная на востоке характеристика «расстояние от кровли комплекса до покрывки». Характер контакта с перекрывающими отложениями был отражен характеристикой «возраст перекрывающих отложений».

И, наконец, поскольку характеристика «тип разреза» на Западе недостаточно отражала влияние глинистых пластов, распределенных среди толщ коллекторов, здесь была использована еще одна дополнительная характеристика, наиболее распространенная «мощность пластов-коллекторов».

Были построены графики распределений, аналогичные графикам для Восточного Предкавказья, произведена разбивка значений характеристик на интервалы для кодировки и составлен «входной вектор». Учитывая более сложную на исследуемой территории картину распределения продуктивных и пустых структур, кодировка всех характеристик, за исключением геофизических, проводилась обычным способом.

Для обучения было использовано также по 15 структур каждого класса. Было отобрано 23 признака продуктивности структур и 28 признаков отсутствия залежей (табл. 28).

Для экзамена было предъявлено 44 структуры. По продуктивным структурам получено 78% правильных заключений и 22% отказов; по пустым структурам — 85% правильных заключений, 12% неоднозначных и 1 ошибка (3%) — пустая Медведовская структура опознана как продуктивная; правда, с минимальным превышением признаков продуктивности равным 2. Таким образом, в целом эффективность работы программы составила 84%, т. е. оказалась примерно равной тому, что имело место в Восточном Предкавказье.

**Средняя Азия.** Объектом исследований явился альб-сеноманский газонефтеносный комплекс, который наиболее изучен. В его пределах выявлено 16 продуктивных и около 20 непродуктивных структур, т. е. значительно меньше, чем в нижнемеловых отложениях Предкавказья.

В исходную совокупность характеристик были включены следующие 16 показателей. Характеристики комплекса отложений (объекта исследований): 1) мощность комплекса, 2) доля коллекторов в разрезе, 3) минерализация пластовых вод (определялась как среднее из имеющихся анализов проб пластовой воды по скважинам данной площади), 4) пористость коллекторов (по керну); тектонические характеристики: 5) гипсометрия локальной структуры по кровле сеноманских отложений, 6) амплитуда структуры, 7) площадь структуры, 8) наличие мелких дизъюнктивных нарушений, 9) расстояние от ближайшего регионального разлома; характеристики перекрыва-

ю щ и х о т л о ж е н и й: 10) мощность покрывки, 11) расстояние от кровли комплекса до подошвы покрывки, 12) возраст пород, обнажающихся в своде структуры (под чехлом неогеновых отложений); характеристики подстилающих отложений: 13) мощность экрана, 14) расстояние от подошвы комплекса до фундамента, 15) наличие или отсутствие залежей нефти или газа; ге о ф и з и ч е с к и е х а р а к т е р и с т и к и: 16) аномалии силы тяжести ( $\Delta g_n$ ).

Как видно из приведенного перечня, большинство характеристик здесь те же, что и использовавшиеся при исследованиях в Предкавказье (11 из 16).

Вместе с тем есть и некоторые существенные различия, обусловленные в основном специфическими геологическими особенностями территории исследований, особенностями самого альб-сеноманского комплекса и его положением в верхней продуктивной части разреза осадочного чехла. Кроме того, набор характеристик был сознательно сокращен, учитывая меньшее число структур, которые могли быть привлечены для обучения.

Исключены такие характеристики, как стратиграфический объем комплекса и тип разреза, ввиду их постоянства, и нефтегазоносность перекрывающих отложений, поскольку в этих отложениях выявлено незначительное число залежей. Характеристика «положение данной локальной структуры на структуре I порядка» заменена показателем «гипсометрия локальной структуры».

Благодаря введению такого показателя представилось возможным исключить близкую к нему характеристику «глубина кровли комплекса».

Использовалось меньшее число геофизических характеристик. Дополнительно включены такие тектонические характеристики, как наличие мелких дизъюнктивных нарушений и расстояние до регионального разлома, поскольку на территории Средней Азии дизъюнктивные нарушения выявляются более отчетливо.

Для учета фактора раскрытости структур введен дополнительный показатель — возраст пород, обнажающихся в своде структуры (под отложениями неогена).

На территории Средней Азии исследования были начаты раньше, чем на территории Предкавказья, поэтому здесь при формировании исходной совокупности геолого-геофизических характеристик были учтены некоторые результаты предшествующих исследований [11].

Для каждой из характеристик были построены графики распределений и на их основе таблица кодировки. Для обучения, учитывая общее, сравнительно небольшое число выявленных структур, было использовано по 9 структур каждого класса. Отобрано 12 признаков продуктивности структур и 15 признаков непродуктивности.

Для экзамена было предъявлено семь продуктивных структур и 12 пустых. По продуктивным структурам получено пять правильных заключений и два отказа, по пустым один отказ и одна ошибка (Сарыташ). В целом число правильных заключений составляет 70%,



№ признака	Тип разреза			Мощность комплекса, м		Доля коллекторов, %		Стратиграфический объем комплекса	Преобладающая мощность пластов коллекторов, м		Минерализация, мг-экв/л		Амплитуда поднятия, м		Площадь поднятия, км <sup>2</sup>		
	I	II	III	≤ 200	> 200	≤ 20	21-30		> 30	≤ 5	6-10	> 10	≤ 1500	> 1500	≤ 50	51-125	> 125

Признаки про

1							1											
2																		
3									1									
4																		1
5							1											
6								0		1								
7																		1
8										0		1						
9														0				1
10																		
11							1											



№ признака	Тип разреза			Мощность комплекса, м		Доля коллекторов, %			Стратиграфический объем комплекса		Преобладающая мощность пластов коллекторов, м			Минерализация, мг-экв/л		Амплитуда поднятия, м		Площадь поднятия, км²		
	I	II	III	≤200	>200	≤20	24-30	>30	Сгил - ар	≤5	6-10	>10	≤1500	>1500	≤50	51-125	>125	≤30	>30	
12																	1		1	
13												1								
14												1					0			
15																	0			1
16								0									0			
17	0			1														1		
18						1						0					0			
19															0					
20																				
21		1																		
22		1																		
23		1		1											0					



№ признака	Тип разреза			Мощность комплекса, м		Доля коллекторов, %		Стратиграфический объем комплекса	Преобладающая мощность пластов коллекторов, м		Минерализация, мг-эвг/л		Амплитуда поднятия, м		Площадь поднятия, км <sup>2</sup>		
	I	II	III	≤ 200	> 200	≤ 20	21-30		> 30	≤ 5	6-10	> 10	≤ 1500	> 1500	≤ 50	51-125	> 125

Признаки непро

1								1											0	
2																				0
3					0															
4					0	0														
5								1												0
6																			1	
7					0															
8			0																	
9																				
10																			0	
11																				0
12								1												0



№ признака	Тип разреза			Мощность комплекса, м		Доля коллекторов, %		Стратиграфический объем комплекса	Преобладающая мощность пластов коллекторов, м		Минерализация, мг-экв/л		Амплитуда поднятия, м		Площадь поднятия, км <sup>2</sup>					
	I	II	III	≤ 200	> 200	≤ 20	21-30		> 30	Сгид — ар	≤ 5	6-10	> 10	≤ 1500	> 1500	≤ 50	51-125	> 125	≤ 30	> 30
13										1										
14											0									
15			0																	
16							1				0									
17			0		0										0					
18																				0
19							0				0									0
20							0								1					
21			1				0													
22														0						
23							0													
24											0									
25														1						
26											0						0			
27														1						





неоднозначных — 16% и ошибочных — 5%. Ошибочное заключение по структуре Сарыташ требует специального обсуждения. На этой структуре альб-сеноманский продуктивный горизонт вскрыт восемью скважинами, ни в одной из которых, действительно, не было получено промышленных притоков газа. Однако, если сравнить наивысшую гипсометрическую отметку, на которой вскрыт этот горизонт пробуренными скважинами с отметкой контура газовой залежи на примыкающих площадях Караул-Базар и Чайтовак, то оказывается, что эта отметка на несколько метров глубже отметки контура газоносности на этих площадях. Если учесть к тому же, что в одной из скважин на площади Сарыташ (скв. 1) был получен в свое время значительный приток газа с дебитом более 75 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, то заключение о возможной продуктивности структуры Сарыташ вряд ли следует относить к ошибке, тем более, что голосование за продуктивность здесь вполне уверенное (5 : 1).

Подводя итог результатам исследований, выполненных в трех нефтегазонасных областях, можно констатировать, что в геолого-геофизическом материале, который имеется на стадии поисков, когда на локальной структуре пробурена хотя бы одна глубокая скважина, содержится достаточная информация для оценки возможной продуктивности этой структуры с помощью программ распознавания, при условии если в данной газонефтеносной провинции уже имеется необходимое число разведанных структур для обучения.

Возможность сокращения исходной совокупности используемых геолого-геофизических показателей и, как следствие, возможность прогноза на более ранних стадиях поисков определяется конкретными условиями каждой газонефтеносной провинции.

### § 3. Анализ относительной информативности отдельных геолого-геофизических показателей

Оценка относительной информативности отдельных характеристик с целью оптимизации первоначально принятого набора является одним из основных направлений повышения эффективности прогноза. Относительная информативность отдельных показателей имеет серьезное, самостоятельное значение, во-первых, для совершенствования практической программы геолого-геофизических работ при поисках залежей нефти и газа и, во-вторых, для уточнения некоторых теоретических вопросов формирования залежей.

Оценка относительной информативности отдельных показателей с помощью алгоритма распознавания «Кора-3» (см. часть первую, гл. III, § 4) может быть осуществлена двумя независимыми способами: а) по частоте обращения машины к той или иной характеристике при формировании признаков продуктивности или непродуктивности структур, б) по изменению эффективности работы программы (изменению числа отказов и ошибочных заключений) при последовательном исключении из исходной совокупности той или иной характеристики.

**Восточное Предкавказье.** Оценим относительную информативность отдельных характеристик по частоте их встречаемости в признаках. Возможность использования частоты встречаемости той или иной характеристики в признаках продуктивности или непродуктивности структур в качестве меры относительной информативности этой характеристики вытекает из существа алгоритма программы «Кора-3», с помощью которой эти признаки находятся. Программой «Кора-3» в качестве признаков отбираются такие сочетания характеристик, которые по три встречаются лишь в одном из классов разделяемых объектов. Естественно, что в сочетании преимущественно войдут характеристики, по которым эти классы (в нашем случае пустые и продуктивные структуры) различаются в наибольшей степени. При этом следует учитывать две особенности программы «Кора-3», влияющих на частоту встречаемости характеристик в признаках вне зависимости от их действительной информативности.

Во-первых, при прочих равных условиях в признаках несколько чаще должны встречаться характеристики, стоящие в начале перебора, поскольку эквивалентные по силе признаки, составленные из характеристик, стоящих в середине и конце входного вектора, не запоминаются (см. часть первую, гл. I, § 2).

Во-вторых, поскольку каждый разряд входного вектора рассматривается машиной в качестве самостоятельного и независимого показателя, то характеристики, разбитые на большее число интервалов и соответственно занимающие во входном векторе большее число разрядов, оказываются в преимущественном положении.

Для учета первой особенности программы «Кора-3» необходимо проводить три-четыре различных перебора с таким расчетом, чтобы каждая из характеристик оказалась в начале, середине и в конце от начала перебора.

Для суждения об относительной информативности характеристики строились графики зависимости частоты ее встречаемости в признаках от места, занимаемой этой характеристикой во входном векторе. Такие графики для повышения статистической надежности отбираемых машиной признаков строились при обучении по 20 структурам каждого класса.

Для исключения влияния числа интервалов, на которые разбивались значения той или иной характеристики, учитывался лишь один из разрядов, занимаемых характеристикой как в признаках продуктивности, так и в признаках непродуктивности. В каждом случае выбирался тот разряд данной характеристики, который наиболее часто использовался при формировании признаков.

На рис. 33 представлены графики частоты встречаемости характеристик в признаках для Восточного Предкавказья в зависимости от их места во входном векторе. Графики расположены в последовательности убывания частоты встречаемости характеристик. Как и следовало ожидать, этот показатель для различных характеристик оказывается существенно отличным.

Условно все характеристики по частоте встречаемости можно разбить на три группы: наиболее информативные, информативные и малоинформативные.

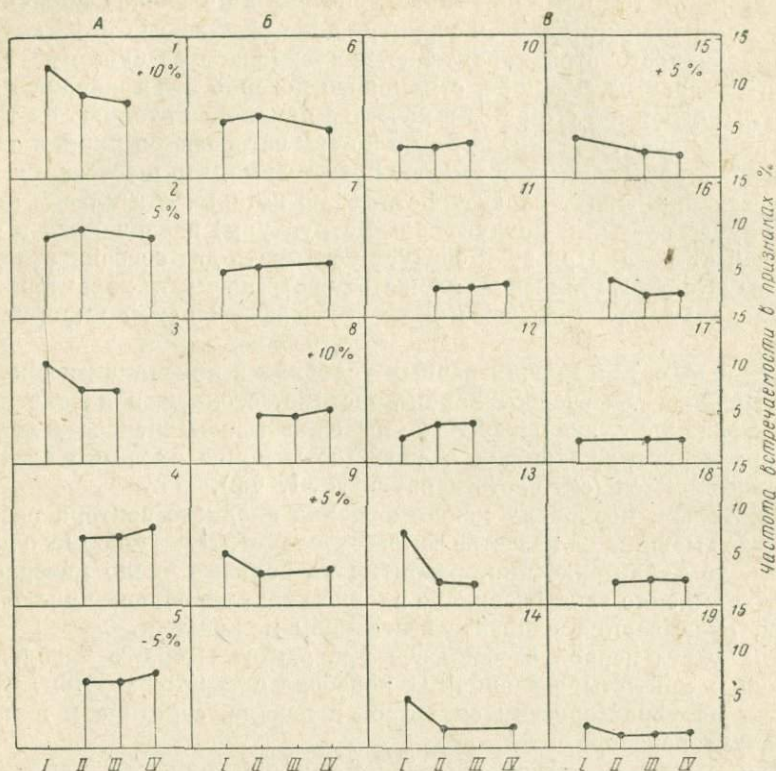


Рис. 33. График частоты встречаемости характеристик в признаках (Восточное Предкавказье).

A — наиболее информативные показатели; B — информативные; В — малоинформативные. 1 — тип разреза; 2 — мощность покрывши; 3 — стратиграфический объем комплекса; 4 — продуктивность подстилающих отложений; 5 —  $V_{xz}$ ; 6 — доля коллекторов; 7 — мощность до покрывши; 8 — продуктивность перекрывающих отложений; 9 — амплитуда структуры; 10 —  $\Delta T_a$ ; 11 — мощность отложений до фундамента; 12 — возраст подстилающих отложений; 13 — мощность комплекса; 14 — наличие «экрана»; 15 — минерализация вод; 16 —  $\Delta g_{ост}$ ; 17 — глубина кровли; 18 —  $\Delta g_H$ ; 19 — положение структуры.

I — частота встречаемости характеристик при нахождении показателя в первом десятке от начала перебора; II — то же, во втором; III — то же, в третьем; IV — то же, в четвертом; (+5%) — изменение доли ошибочных и неоднозначных заключений при исключении данного показателя.

В первую группу попадают: 1) тип разреза; 2) мощность покрывши; 3) стратиграфический объем комплекса; 4) наличие или отсутствие залежей нефти (газа) в подстилающих отложениях; 5) значение горизонтального градиента силы тяжести  $V_{xz}$ .

Во вторую группу входят: 1) доля коллекторов в разрезе; 2) мощность отложений от кровли комплекса до покрывши; 3) наличие

или отсутствие залежей нефти (газа) в перекрывающих отложениях;  
4) амплитуда поднятия.

К третьей группе относятся все остальные.

Особенно интересно проследить, какие именно значения каждой из характеристик в большей степени свойственны продуктивным и какие пустым структурам, т. е. оценить «разумность» полученных результатов с геологических позиций. Такие значения отчетливо выделяются для наиболее информативных и информативных характеристик (см. табл. 27, 28).

Так, для продуктивных структур характерны: повышенные мощности покрышек, более полный стратиграфический объем комплекса исследований, средние значения доли коллекторов в разрезе, пониженные мощности отложений от кровли комплекса до покрышки, для пустых структур — I—II тип разреза, пониженные мощности покрышки, отсутствие залежей в подстилающих отложениях, повышенные мощности разреза до покрышки, отсутствие залежей в перекрывающих отложениях.

Значения малоинформативных характеристик, свойственные каждому из классов выделяются гораздо менее отчетливо.

Для продуктивных структур как будто бы характерны большие мощности комплекса исследований, повышенные значения минерализации пластовых вод, залегание отложений нижнего мела на отложениях средней юры, а не на палеозое или на переходном комплексе; для пустых структур — меньшие значения: аномалий магнитного поля, мощностей отложений между подошвой нижнего мела и поверхностью фундамента, мощностей комплекса исследований, минерализации пластовых вод, а также залегание отложений нижнего мела не на отложениях средней юры.

Относительно остальных малоинформативных характеристик, поскольку они встречаются в признаках всего один-два раза, какие-либо суждения, естественно, исключены.

Основной вывод, который можно сделать из приведенных данных, заключается в том, что наблюдаемая последовательность характеристик по частоте встречаемости в признаках и приуроченность определенных значений характеристик к признакам продуктивности или непродуктивности структур с геологических позиций вполне разумны.

Полученные результаты анализа относительной информативности отдельных характеристик позволяют утверждать, что признаки продуктивности или непродуктивности структур, отбираемые машиной, отражают и суммируют геологические факторы формирования залежей нефти и газа, а не являются чем-то случайным.

Рассмотрим оценку относительной информативности характеристик способом исключения. Полученные результаты оценки информативности отдельных характеристик по частоте встречаемости в признаках могут быть проверены методом исключения характеристик.

Для этого все характеристики поочередно исключаются из исходной совокупности и сравнивается эффективность работы

программы до и после исключения данной характеристики (рис. 33).

Первое, что обращает на себя внимание в результатах рассматриваемого эксперимента, это относительно слабая реакция на исключение отдельных показателей. Поочередное исключение большей части характеристик (от 1 до 12) вообще не изменяет эффективность прогноза, или снижает ее на 5—10%. Подобное явление свидетельствует о несомненной избыточности принятой исходной совокупности характеристик. Потеря информации, обусловленная исключением той или иной характеристики, восполняется в большинстве случаев за счет оставшихся показателей.

Как и следовало ожидать, эффективность работы программы изменяется при исключении одной из наиболее информативных и информативных характеристик. В одном случае программа прореагировала на исключение «малоинформативной» характеристики «минерализация пластовых вод».

В целом полученный результат подтверждает проведенное выше разделение характеристик по степени информативности на три группы. Вместе с тем, реакция на исключение показателя «минерализация пластовых вод» и некоторое несоответствие оценок информативности характеристик двумя способами подчеркивает известную условность принятого разделения характеристик на три группы и во всяком случае несущественность различий в информативности характеристик в пределах выделенных групп.

Показательно, что число ошибок не суммируется при одновременном исключении нескольких характеристик. Так, при исключении сразу пяти наиболее информативных геологических показателей, поочередное выбрасывание которых приводило каждый раз к увеличению числа ошибочных заключений на 5—10%, доля ошибок и отказов увеличилась всего на 15%.

При одновременном исключении характеристик «мощность покрывки» и  $V_{xz}$  эффективность работы программы оказалась такой же, как и при их поочередном исключении.

**Западное Предкавказье.** Исследования по оценке относительной информативности отдельных геолого-геофизических показателей аналогичны исследованиям, выполненным для территории платформенной части Восточного Предкавказья. Для оценки относительной информативности характеристик по частоте встречаемости в признаках обучение проводилось по 20 структурам каждого класса.

Графики частоты встречаемости характеристик в признаках приведены на рис. 34.

Все использованные характеристики также условно разделены на три группы.

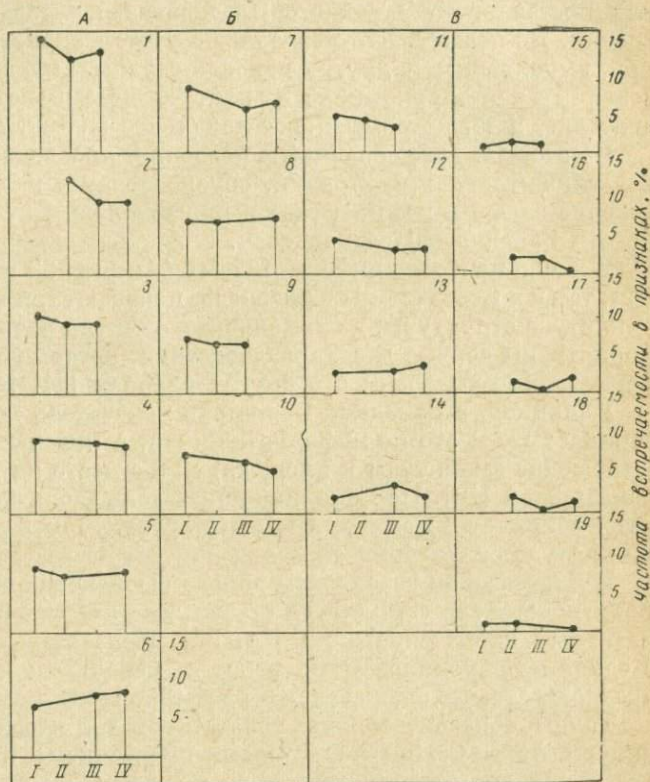
В группу наиболее информативных попадают: 1) площадь поднятий; 2) возраст подстилающих отложений; 3) амплитуда поднятий; 4) доля коллекторов в разрезе; 5) напряженность магнитного поля; 6) аномалии силы тяжести  $\Delta g_n$ .

В число информативных входит: 1) тип разреза; 2) наиболее часто встречающаяся мощность пластов-коллекторов; 3) мощность комплекса исследований; 4) значения остаточной силы тяжести  $\Delta g_{ост}$ .

Сведения о том, какие значения той или иной характеристики в большей мере присущи продуктивным, а какие пустым структурам, можно получить из табл. 28.

Рис. 34. График частоты встречаемости характеристик в признаках (Западное Предкавказье).

А — наиболее информативные показатели; Б — информативные; В — малоинформативные. 1 — площадь поднятия; 2 — возраст подстилающих отложений; 3 — амплитуда поднятия; 4 — доля коллекторов в разрезе; 5 —  $\Delta T_a$ ; 6 —  $\Delta g_H$ ; 7 — тип разреза; 8 — мощность комплекса; 9 — преобладающая мощность пластов-коллекторов; 10 —  $\Delta g_{ост}$ ; 11 — минерализация вод; 12 — продуктивность перекрывающих отложений; 13 —  $V_{x_2}$ ; 14 — положение структур; 15 — глубина кровли; 16 — возраст перекрывающих отложений; 17 — наличие «экрана»; 18 — мощность отложений до фундамента; 19 — стратиграфический объем комплекса.



I — частота встречаемости при нахождении показателя в первом десятке от начала перебора; II — то же, во втором; III — то же, в третьем; IV — то же, в четвертом.

Продуктивным структурам свойственны: большие площади, залегание отложений нижнего мела не на отложениях палеозоя, большие амплитуды структур, средние значения доли коллекторов в разрезе, III тип разреза, мощности пластов-коллекторов 5—10 м, повышенные значения мощности комплекса исследований.

Пустым структурам свойственны: меньшие размеры, залегание отложений нижнего мела не на отложениях триаса<sup>1</sup>, повышенные

<sup>1</sup> Это указание надо понимать лишь в том смысле, что для пустых структур установлена «противопоказанность» залегания нижнего мела на триасе, но из этого не следует, что пустым структурам свойственны все другие возможные ситуации (например, залегание отложений нижнего мела на отложениях средней юры).

значения доли коллекторов в разрезе, более отрицательные значения  $\Delta g$ , не III тип разреза, мощности пластов коллекторов меньше 5 м, меньшие значения мощности нижнего мела.

**Сравнение полученных оценок относительной информативности отдельных геолого-геофизических показателей в Восточном и Западном Предкавказье.** Сравнение результатов оценок, полученных для Восточного и Западного Предкавказья интересно с двух точек зрения. Во-первых, оно позволяет с учетом аналогичных исследований, выполненных в других районах страны, выделить среди использованных характеристик те из них, которые имеют «универсальное» значение, и те, которые имеют локальное значение.

Во-вторых, такое сравнение позволяет проследить черты сходства и различия между факторами, обусловившими наблюдаемое распределение залежей нефти и газа в нижнемеловых отложениях Восточного и Западного Предкавказья.

В число наиболее информативных (см. рис. 33 и 34) как в Западном, так и в Восточном Предкавказье попадают три характеристики — амплитуда структуры, доля коллекторов и тип разреза. Особенно информативны первые две характеристики, которые как наиболее информативные выделены и в других районах [11, 16, 32, 50].

Например, в Западной Башкирии показатель «доля коллекторов» занимает 1-е место по информативности, а «интенсивность структур» (отношение амплитуды к площади) — 8-е место из 18 использованных показателей [16]. На Сахалине показатель «доля коллекторов в разрезе» занимает 3-е место, а площадь структуры 5-е из 34. Параметр «амплитуда структуры» оказался на 21-м месте [50].

В Березовском газоносном районе (Тюменская область) и Средней Азии показатель «амплитуда структуры» отнесен к наиболее информативным характеристикам [11, 32]. Показатель «тип разреза» ни в одной из опубликованных работ не использовался, однако можно предполагать, что он оказался бы весьма эффективным в этих районах.

Таким образом, можно констатировать, что общими наиболее информативными характеристиками в Восточном и Западном Предкавказье являются характеристики, имеющие, по-видимому, «универсальное» значение, т. е. информативные в самых различных геологических обстановках.

Эти три характеристики в той или иной форме отражают три основных условия возникновения залежей нефти и газа — наличие коллекторов, ловушек и покрывки. Однако в данном случае не только констатируется необходимость наличия этих условий для возникновения и сохранения залежи, но и конкретизируются сами эти условия. В частности, и в нашем исследовании и в опубликованных работах отмечается, что для продуктивных структур характерны средние содержания коллекторов в изучаемом разрезе.

Уточняется также роль структурного фактора. Если одновременно используются и площадь и амплитуда структуры, то первая из этих характеристик оказывается более информативной.

Использование функции обоих структурных показателей (отно-

шение амплитуды структуры к площади) оказывается более эффективным, чем их использование порознь [50].

Остальные показатели, отнесенные к наиболее информативным, в Восточном и Западном Предкавказье имеют локальное значение.

Эти различия в ряде случаев являются существенными даже с учетом приблизительности, известной условности, проведенной оценки относительной информативности характеристик по частоте их встречаемости в признаках.

Наиболее резко отличаются показатели «стратиграфический объем комплекса», занимающий в Восточном Предкавказье 3-е место, а в Западном — последнее (19-е); возраст подстилающих отложений занимает соответственно 12-е место и второе;  $\Delta g_n$  — 18-е и шестое.

Причем, если показатель «возраст подстилающих отложений» в Восточном все же попадает в группу наиболее информативных характеристик, то две другие характеристики, занимая ведущее положение в одном регионе, оказываются на последнем или предпоследнем месте в другом.

Остальные характеристики меньше отличаются по своей относительной информативности.

Среди малоинформативных характеристик имеют близкую частоту встречаемости в признаках минерализация пластовых вод, глубина залегания кровли комплекса, наличие экрана.

Таким образом, можно сделать следующие выводы. Большинство геологических показателей в Восточном и Западном Предкавказье близки по своей информативности.

Следует подчеркнуть высокую информативность показателей «возраст подстилающих отложений» и «доля коллекторов» в разрезе.

Меньшую информативность характеристики «возраст подстилающих отложений» в Восточном Предкавказье можно связать с тем, что на этой территории одновременно использован такой показатель, как их продуктивность.

Некоторые наблюдающиеся различия в относительной информативности других геологических показателей (мощность комплекса, глубина кровли, минерализация пластовых вод и др.) могут быть обусловлены как геологическими причинами, так и особенностями процедуры оценки их информативности. Но этот вопрос требует специального изучения.

Обращает на себя внимание бóльшая информативность структурных показателей (площадь и амплитуда структур) и данных геофизики в Западном Предкавказье по сравнению с Восточным.

В Восточном Предкавказье преимущественное положение занимают показатели, связанные с особенностями разреза нижнемеловых отложений, являющихся объектом прогноза (стратиграфический объем комплекса, тип разреза), а также некоторые особенности подстилающих и перекрывающих отложений (мощность от подошвы нижнего мела до поверхности фундамента, мощность до крышки, продуктивность перекрывающих отложений).



В Западном Предкавказье погребенные локальные структуры выражены значительно резче, чем на Востоке, имеют значительно большие амплитуды и площади. Поэтому структурные различия между отдельными площадями фиксируются с большей точностью и активно используются при формировании признаков продуктивности и непродуктивности структур. Зато в Западном Предкавказье существенно уже стратиграфический диапазон продуктивности нижнемеловых отложений. Большинство залежей приурочено к одной и той же пачке коллекторов апт-альбского возраста, более постоянен и разрез нижнемеловых отложений в целом; в частности, весьма выдержана верхняя глинистая часть альба, являющаяся хорошей покрывкой. Вышележащие отложения в Западном Предкавказье (его платформенной части) значительно беднее залежами.

#### § 4. Оптимизация исходной совокупности геолого-геофизических показателей

Анализ информативности отдельных геолого-геофизических характеристик подтвердил положение, высказанное ранее о неизбежной избыточности характеристик, включаемых в исходную совокупность показателей на начальной стадии работ. Материалы проведенного анализа одновременно являются основой для оптимизации набора исходных характеристик.

Можно сформулировать три подхода к определению оптимальной исходной совокупности геолого-геофизических характеристик, отвечающих различным задачам и различным условиям проведения исследований. В первую очередь представляет интерес определить, при какой минимальной совокупности характеристик может быть получена эффективность работы программы, достигнутая при полном наборе показателей. Второй очевидный подход к выбору оптимальной совокупности характеристик — это исключение наиболее трудоемких показателей, получаемых на наиболее поздних стадиях поисков. К таким характеристикам относятся, например, сведения о продуктивности перекрывающих и особенно подстилающих отложений. И, наконец, в исследовательских целях желательно включать в исходную совокупность максимально возможное число показателей, несущих хотя бы минимальную информацию в плане рассматриваемой задачи прогноза.

По материалам Восточного Предкавказья с этих позиций была проведена специальная серия экспериментов, в результате которых были найдены два варианта набора показателей, отвечающие двум первым из поставленных условий.

В минимальную совокупность характеристик, обеспечивающую эффективность работы программы примерно ту же что и при полном наборе показателей вошли восемь характеристик: 1) сведения о продуктивности подстилающих отложений; 2) сведения о продуктивности перекрывающих отложений; 3) амплитуда структуры; 4) доля коллекторов; 5) тип разреза; 6) стратиграфический объем комплекса; 7) глубина кровли комплекса; 8) минерализация пластовых вод.

Однако в рассмотренную совокупность вошли две характеристики — сведения о продуктивности подстилающих и перекрывающих отложений, которые в большинстве случаев неизвестны на новых площадях.

Поэтому второй вариант набора характеристик был составлен без их участия. Была сделана попытка заменить эти характеристики тремя показателями, которые, как правило, имеются в распоряжении геологов на самой начальной стадии поисков: 1) значения аномальной силы тяжести  $\Delta g_a$ ; 2) значения напряженности магнитного поля  $\Delta T_a$ ; 3) положение данной структуры на структуре I порядка.

В этом случае эффективность работы программы уменьшилась на 10%.

Сокращение набора показателей в исходной совокупности характеристик в обоих случаях повлекло за собой сокращение числа признаков продуктивности и непродуктивности, отбираемых при обучении, примерно в два раза. Соответственно сократилось и число признаков, выявляемых на структурах, предъявляемых для экзамена. Резкое снижение дифференциации структур по соотношению признаков продуктивности и непродуктивности исключает возможность геологического анализа результатов голосования. Именно поэтому целесообразно в исследовательских целях расширять набор исходных показателей. Исключаться должны лишь такие показатели, которые практически не несут никакой полезной информации.

В заключение необходимо подчеркнуть, что в данном параграфе обсуждался вопрос об оптимизации конкретной исходной совокупности геолого-геофизических показателей, использованных в данной работе.

Другим, общим направлением оптимизации набора характеристик является его улучшение за счет привлечения новых показателей, вместо тех, которые оказались малоинформативными.

## Глава II

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОМЕРНОГО РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО КОМПЛЕКСУ ПОЛЕВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

#### § 1. Постановка задачи

Теоретической основой применения методов полевой геофизики для прямых поисков нефти и газа является изменение физических свойств геологической среды при образовании в ней скоплений нефти и газа промышленного значения.

Специальными работами, ведущимися с 1953 г., установлено, что в зоне залежей нефти и газа наблюдаются аномальные изменения

геофизических полей, ухудшение коррелируемости сейсмических волн, уменьшение числа отражений, появление горизонтальных отражающих площадок над контактами нефти или газа с водой, уменьшение глубинности исследований методом отраженных волн, уменьшение значений пластовых скоростей для толщ, вмещающих залежь, уменьшение амплитуд отраженных волн, локальное уменьшение силы тяжести, увеличение кажущегося электрического сопротивления [4, 7, 47, 48].

Следует отметить, что эти аномалии обычно очень слабы, и часто их не удается выделить на фоне более интенсивных аномалий, вызываемых «помехами»: глубинными, структурными факторами и неоднородностями в верхних частях разреза. Как правило, не существует двумерной связи между наличием нефти и газа и характером отдельных геофизических аномалий. Поэтому в настоящее время одновременно с усовершенствованием методов выделения слабых геофизических аномалий необходимо внедрение методов комплексного использования геофизических данных с помощью современных методов анализа информации.

Для иллюстрации возможностей применения математических методов при прямых поисках нефти и газа по геофизическим данным выбрано достаточно крупное месторождение, хорошо разбуренное и изученное геофизическими методами. Таким месторождением является Газлинское газовое месторождение, на котором проведены по совмещенным профилям сейсмические, гравиметрические и электроразведочные детальные наблюдения, позволяющие выявить слабые аномалии. На примере Газлинского газового месторождения рассмотрены методика и результаты использования многомерного регрессионного анализа для решения задачи поисков залежей нефти и газа по полевым геофизическим данным.

Задача прямых поисков по материалам полевой геофизики сформулирована как задача оценки параметров по косвенным данным. В соответствии с такой постановкой задачи в каждом случае необходимо определить:

- 1) возможность выделения с помощью модели регрессионного анализа непосредственного влияния залежки на комплекс геофизических характеристик;
- 2) влияние основных «помех» и, в частности, влияние на характер геофизических полей структуры, содержащей залежь;
- 3) относительную информативность различных видов разведки и различных комплексов характеристик при решении задачи поисков залежей.

Исходный материал был представлен в виде набора геологических и геофизических характеристик для каждого пикета (через 0,2 км по четырем профилям, секущим месторождение, что дало выборку из 140 точек, половина которых используется для контроля).

В качестве геологических характеристик использовались показатели объема залежки и условий ее залегания: 1) фактор залежки (ФЗ) — мощность «чистого газа» по вертикали под пикетом наблю-

дения, вычисленная как сумма мощностей газонасыщенных пластов с учетом их пористости и газонасыщенности (интервал изменения ФЗ от 0 до 30 м); 2) фактор структуры (ФС) — абсолютная отметка (м) глубины кровли IX пласта (сеноман) в пределах контура и за контуром залежи (интервал изменения ФС от 350 до — 560 м). Вне контура ФС получен по данным сейсмических исследований.

В качестве геофизических характеристик выбраны показатели, на которых в максимальной степени сказывается влияние залежи, и для которых удалось получить данные в большинстве точек на профилях; 1) сейсмические характеристики — коэффициент поглощения отраженных сейсмических волн  $\alpha$ , изменяющийся в пределах от 0,55 до 2,20, и количество отражений (6—20) сейсмических волн в 500-метровой толще, включающей газовую залежь; 2) электрические характеристики — кажущееся электрическое сопротивление  $\rho_k$  при  $\frac{AB}{2} = 2000$  м, изменяющееся от 6 до 13 ом·м; и суммарная продольная проводимость  $S$ , изменяющаяся от 310 до 530 сим/м; 3) гравиметрический показатель: аномалия силы тяжести  $\Delta g_n$ . Перечисленный набор был дополнен еще тремя гравиметрическими характеристиками — значениями  $G_{zz}^n = \sqrt{V_{xz}^2 + V_{zz}^2}$  — для трех глубин вертикального разреза, рассчитанными по  $\Delta g_n$ . Это было сделано потому, что поле  $G_{zz}^n$  более дифференцировано, чем поле  $\Delta g_n$  [6].

С помощью регрессионного анализа были получены формулы парных связей ФС и ФЗ с геофизическими характеристиками и многомерных связей этих факторов с наборами геофизических характеристик по каждому виду разведки. Устойчивость связей в каждом случае проверялась на контрольной выборке.

## § 2. Результаты исследований

В табл. 29 приведены величины средних квадратических погрешностей  $S_{ФЗ}$  для двумерных связей фактора залежи с геофизическими характеристиками. Напомним, что о наличии стохастической связи следует говорить лишь в случае существенного отличия ее средней квадратической ошибки от стандартного отклонения  $S_{ФЗ,0}$ .

Среди изученных связей этому условию (с доверительной вероятностью 0,95) удовлетворяют зависимости ФЗ от ФС,  $\rho_k$ ,  $\alpha$ ,  $S$ . Наибольшая теснота двумерной связи наблюдается для функции ФЗ от ФС. Это подтверждают априорные представления об их тесной корреляции, оба фактора отражают геометрию залежи. Парных стохастических зависимостей между фактором залежи и аномалией силы тяжести  $\Delta g_n$ , а также величинами  $G_{zz}^n$  не обнаружено (см. табл. 29). Иными словами, в двумерных зависимостях с фактором залежи все гравиметрические характеристики, как «первичная»  $\Delta g_n$ , так и «вторичные» —  $G_{zz}^n$  оказались неинформативными.

Сейсморазведочные и электроразведочные характеристики хотя и коррелируются с фактором залежи, но значительно слабее, чем фактор структуры.

Аргументы зависимости с ФЗ	Средняя квадратическая ошибка оценки $S_{\PhiЗ, \mu}$ ( $S_{\PhiЗ, 0} = 12,9 \text{ м}$ )
$\alpha$	8,98
$n$	11,88
$\rho_K$	8,29
$S$	9,95
$\Delta g_H$	11,56
$G_{600}^n$	12,44
$G_{1200}^n$	12,79
$G_{2200}^n$	12,04
ФС	4,42

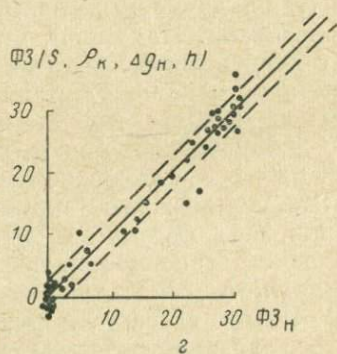
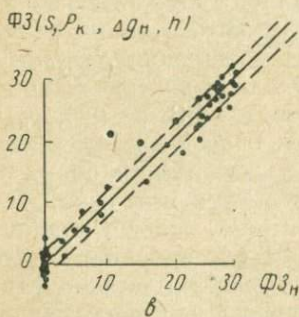
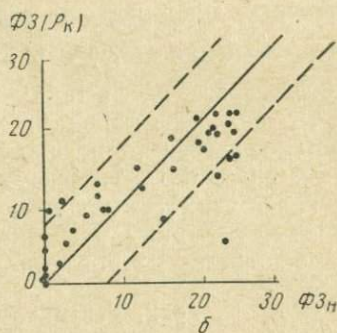
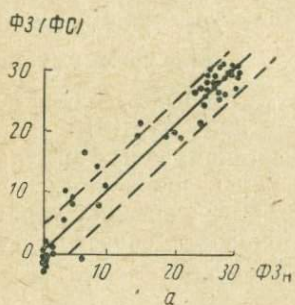


Рис. 35. Сопоставление фактических и вычисленных значений фактора залежи.

а —  $\PhiЗ = f(\PhiС)$ ; б —  $\PhiЗ = f(\rho_K)$ ; в —  $\PhiЗ = f(S, \rho_K; \Delta g_H, h)$  по основной выборке; г —  $\PhiЗ = f(S, \rho_K, \Delta g_H, h)$  по контрольной выборке.

Многомерные зависимости фактора залежи с геофизическими характеристиками значительно интенсивнее двумерных. Связь ФЗ с полным комплексом геофизических характеристик имеет, например, среднюю квадратическую погрешность 2,5 м. Эта величина существенно меньше средней квадратической ошибки наилучшей из двумерных связей — ФЗ = f(ФС).

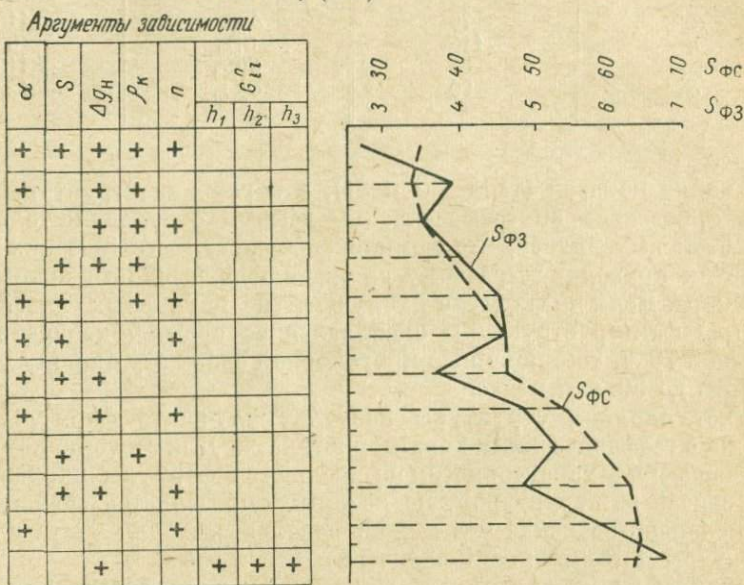


Рис. 36. Сопоставление ошибок стохастических связей для ФЗ и ФС.

Эти результаты свидетельствуют о принципиальной возможности определения продуктивности структуры по данным полевой геофизики для залежей, подобных Газлинской.

На рис. 35 сопоставляются наблюдаемые значения фактора залежи  $\Phi_{3n}$  с вычисленными по построенным формулам. Области точек ограничены пунктирными линиями, проведенными на расстоянии  $S_{\Phi 3}$  от биссектрисы угла.

Для оценки влияния структуры на геофизические характеристики были сопоставлены зависимости ФЗ и ФС от этих характеристик (табл. 30, 31 и рис. 36).

Из таблиц видно, что, во-первых, те же геофизические характеристики, которые коррелируются с фактором залежи, находятся в стохастической связи с фактором структуры и, во-вторых, характер изменения тесноты связей ФС и ФЗ с геофизическими показателями в зависимости от наборов этих показателей весьма близок.

Поэтому учет зависимости между факторами залежи и структуры является обязательным элементом методики выявления залежей нефти и газа по данным полевой геофизики.

Аргументы зависимостей с ФС	$S_{\text{ФС}}, \text{ м}$ ( $S_{\text{ФС}, 0} = 123 \text{ м}$ )	Аргументы зависимостей с ФС	$S_{\text{ФС}}, \text{ м}$ ( $S_{\text{ФС}, 0} = 123 \text{ м}$ )
$\alpha$	76	$\Delta g_{\text{H}}$	118
$n$	115	$G_{600}^n$	106
$\rho_{\text{K}}$	67	$G_{1200}^n$	119
$S$	90	$G_{2200}^n$	122

Анализ показал (табл. 30 и 31), что глубина структуры может быть определена по геофизическим данным с большой точностью. При этом выяснилось, что комплексирование геофизических характеристик приводит к резкому снижению погрешности оцениваемой величины. Если по формуле наилучшей из двумерных связей  $\text{ФС} = f(\rho_{\text{K}})$  фактор структуры оценивался со средней квадратической ошибкой 70 м, то с помощью многомерной связи эту ошибку удалось снизить до 30 м и менее.

Учет влияния структуры позволит улучшить формулы связи залежи с геофизическими характеристиками. Для этого по комплексу геофизических характеристик вычисляются формулы корреляционных связей со структурой, по которым определяется значение ФС. Вычисленное значение ФС можно использовать для учета влияния структуры при выявлении залежей нефти и газа.

Проблема оценки структуры по комплексу геофизических характеристик имеет и самостоятельное значение при поиске структур.

Таблица 31

Аргументы зависимостей с ФС и ФЗ	$S_{\text{ФЗ}}, \text{ м}$	Аргументы зависимостей с ФС и ФЗ	$S_{\text{ФЗ}}, \text{ м}$
ФС		ФЗ	
$\alpha, S, \Delta g_{\text{H}}, \rho_{\text{K}}, n$	27	$\alpha, \Delta g_{\text{H}}, \rho_{\text{K}}$	3,4
$\Delta g_{\text{H}}, \rho_{\text{K}}, n$	35	$\Delta g_{\text{H}}, \rho_{\text{K}}, n$	3,5
$\alpha, S, \Delta g_{\text{H}}$	37	$\alpha, S, \Delta g_{\text{H}}, \rho_{\text{K}}, n$	3,5
$\alpha, \Delta g_{\text{H}}, \rho_{\text{K}}$	39	$S, \Delta g_{\text{H}}, \rho_{\text{K}}$	3,8
$\alpha, S, \rho_{\text{K}}, n$	40	$\alpha, S, \rho_{\text{K}}$	4,2
$S, \Delta g_{\text{H}}, \rho_{\text{K}}$	40	$\alpha, S, n$	4,6
$\alpha, S, n$	41	$\alpha, S, \Delta g_{\text{H}}$	4,6
$S, \Delta g_{\text{H}}, n$	48	$\alpha, \Delta g_{\text{H}}, n$	5,4
$\alpha, \Delta g_{\text{H}}, n$	48	$S, \rho_{\text{K}}$	5,8
$S, \rho_{\text{K}}$	52	$S, \Delta g_{\text{H}}, n$	6,2
$\alpha, n$	58	$\alpha, n$	6,3
$\Delta g_{\text{H}}, G_{600}^n, 1200, 2200$	67	$\Delta g_{\text{H}}, G_{600}^n, 1200, 2200$	6,3

В процессе исследования многомерных стохастических связей между фактором залежи и геофизическими показателями с целью выбора наиболее информативного комплекса для выявления залежи удается получить некоторые данные об информативности различных геофизических характеристик. Так, в отличие от двумерной связи, где параметр  $\Delta g_n$  был неинформативен о наличии залежи, в многомерной зависимости при его добавлении в качестве аргумента к комплексу других геофизических характеристик погрешность оценки параметра ФЗ существенно снизилась. В то же время включение в комплекс аргументов величин  $G_{zz}^n$  не привело к снижению погрешности оценки ФЗ. Следовательно, в многомерных зависимостях так же, как и в двумерных связях с ФЗ характеристики  $G_{zz}^n$  неинформативны.

Приведенные данные в первую очередь подтверждают тот факт, что «хороших» двумерных связей между геофизическими величинами и наличием залежи не существует. Действительно, всеми предыдущими исследованиями было установлено, что не имеется геофизического метода, который мог бы самостоятельно решить задачу поисков нефти и газа. Многомерная зависимость между фактором залежи и геофизическими характеристиками имеет меньшую погрешность (2,5 м), чем связь фактора залежи с фактором структуры (4,4 м).

Полученный результат убедительно демонстрирует преимущества комплексного подхода к интерпретации данных полевой геофизики при решении задачи прямых поисков. Благодаря комплексированию геофизических методов ошибка в оценке фактора залежи снижается больше чем в три раза — с 8,2 м (лучшая двумерная связь) до 2,5 м.

Таким образом, при практической реализации любого варианта использования данных полевой геофизики при выявлении залежей нефти и газа обязательным условием является комплексный анализ всей совокупности этих методов.

### Глава III

## ПРИМЕНЕНИЕ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ДАННЫМ ПОВЕРХНОСТНОЙ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

### § 1. Методика использования факторного анализа

Применение поверхностных геохимических съемок при поисках газовых и нефтяных месторождений базируется на предположении о том, что над залежью существуют повышенные значения газового поля, которые наблюдаются и у земной поверхности. Однако на практике установлено, что иногда даже крупные залежи не отмечаются аномальными значениями газового поля и, наоборот, появляются



аномалии над непродуктивными структурами. Причинами первого явления может служить малая проницаемость покрывающих пород, в то время как «ложные аномалии» могут, например, появляться за счет латерального переноса флюидов из близлежащей залежи и их накопления в некоторых количествах над непродуктивной структурой.

В общем случае, наблюдаемое газовое поле представляет собой суперпозицию нескольких полей. Если геохимическая съемка производится над залежью, то одной из составляющих суммарного поля является поле, генерируемое залежью.

Газ, образованный разными источниками, мигрирует к поверхности и достигает точки опробования, в которой измеряется суммарное поле. Таким образом, возникает задача разделения сложного поля на составляющие компоненты. Одним из эффективных методов решения этой задачи является факторный анализ. С помощью факторного анализа можно выделить из сложного поля основные простые составляющие, например, решить задачу разделения общего поля над залежью на поле, генерируемое залежью, и поле, связанное с другим газосодержащим горизонтом, не имеющим промышленного значения. Причем это разделение производится для каждой простой компоненты (метана, этана и т. д.), в результате возможно определить, какая часть компоненты обусловлена одним полем, а какая другим.

Так как законы распространения газов из залежи пока не сформулированы количественно, вероятно статистический подход к проблеме кажется наиболее разумным.

При использовании метода факторного анализа предполагается, что многомерная случайная величина может рассматриваться как сумма вида:

$$x_i = \sum_{r=1}^k l_{ir} f_r + e_i \quad (i = 1, 2, \dots, p), \quad (IV.1)$$

где  $x_i$  — компонента многомерной случайной величины (количество метана, этана и т. д.);  $f_r$  — гипотетические случайные величины, которые назовем факторами (предполагаемые слагаемые сложного измеряемого газового поля);  $l_{ir}$  — коэффициенты постоянные для данного фактора и данной компоненты, указывающие, какая часть измеренной компоненты обусловлена каждым фактором;  $e_i$  — случайные остатки, зависящие только от  $x_i$ , они предполагаются независимыми как между собой, так и с величинами  $f_r$  (в нашем случае это могут быть ошибки измерения компонента).

Коэффициенты  $l_{ir}$  обычно называют нагрузками  $r$ -того фактора в  $i$ -той переменной или нагрузкой  $i$ -той переменной на  $r$ -тый фактор.

Количество факторов  $k$  задается заранее. Если количество факторов больше одного, то, как видно из (IV.1), неизвестных получается больше, чем уравнений, и решение системы уравнений неоднозначно. Факторы  $f_r$  можно заменить любым ортогональным преобразованием с соответствующим изменением нагрузок [48]. Этот факт

является положительным, так как он дает возможность выбрать вид решения, исходя из априорной информации и физического смысла решаемой задачи.

К априорным представлениям, которые помогают выбрать единственное решение, относятся следующие: 1) предполагается случай сложения простых газовых полей, поэтому коэффициенты при

Рис. 37. Вращение факторов (Шахпакты, аномальная выборка).

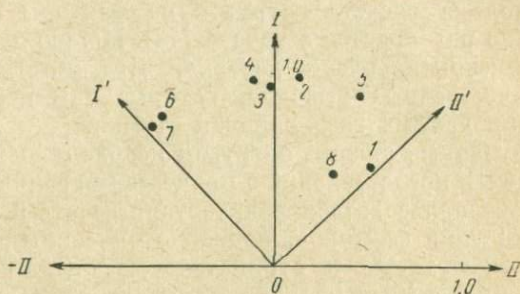


Рис. 38. Вращение факторов (Шахпакты, общая выборка).

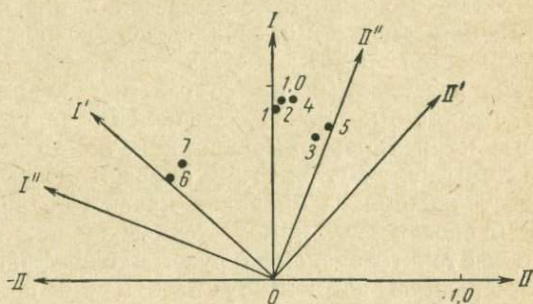
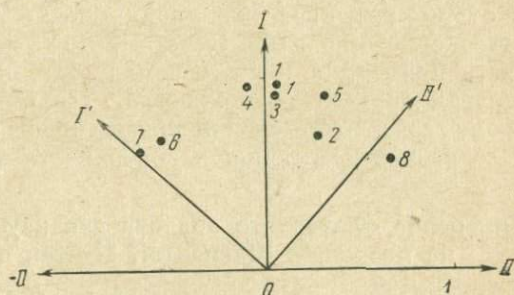


Рис. 39. Вращение факторов (Шахпакты, фоновая выборка).



слагаемых нагрузки должны иметь положительный знак; 2) если суммарное газовое поле образовано в результате вертикальной миграции, то слагаемые этого поля или факторы можно считать независимыми; 3) при наличии латеральной миграции предполагается смешивание в пути, и факторы будут коррелированными или зависимыми.

Для разложения суммарного поля на простые составляющие можно использовать центроидный метод, который является одним

из аппроксимационных методов факторного анализа. Недостатком метода является приближенность получаемых нагрузок на факторы. Некоторыми исследователями сравнивались оценки нагрузок, вычисленные центроидным методом, с точными оценками нагрузок, вычисленными методом максимального правдоподобия. Оказалось, что они близки между собой.

Методика расчета нагрузок на факторы центроидным методом подробно разбирается в работе [42]. Можно думать, что приближенность оценок нагрузок, даваемая этим методом, вполне достаточна для качественных выводов, которые нам необходимы при интерпретации данных газокерновой съемки.

Полученные оценки нагрузок необходимо преобразовать в свете имеющихся представлений о процессе миграции газов. Для этой цели можно воспользоваться разработанным в факторном анализе методом вращения факторов, подробно описанным в работе [42].

Положительные и отрицательные оценки нагрузок наносятся на график в системе координат — факторов (I, II). Затем вся система прямоугольных координат вращается в плоскости таким образом, чтобы оценки нагрузок оказались положительными. Если при этом обнаруживается невозможность получения однозначных оценок в системе независимых прямоугольных координат — факторов, то предположение о независимости полей отвергается и вводятся косоугольные коррелированные координаты — факторы. Взаимосвязанные факторы получают таким образом, чтобы оси проходили через крайние точки облака оценок в плоскости графика (рис. 37—39).

Такой способ дает приближенные оценки нагрузок. Для получения более точных оценок нагрузок или коэффициентов вклада в каждую измеренную компоненту необходимо пользоваться специальными алгоритмами [42].

Рассмотрим решение ряда конкретных задач интерпретации данных газокерновой съемки. Отметим, что та же методика с успехом может быть применима и на любом другом объекте, где проведен любой другой вариант поверхностной геохимической съемки, так как в основу всех этих методов положены общие представления о миграции газа из месторождения к поверхности земли.

## § 2. Применение факторного анализа для изучения газовых полей на площадях Шахпакты, Култак и Гасоюк

Методика факторного анализа применялась для интерпретации данных газокерновой съемки, проведенной на плато Устюрт и в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной провинции. Газокерновой съемкой исследовались продуктивные структуры Шахпакты и Култак, пустая структура Гасоюк и прилегающие к ней участки с моноклинальным залеганием слоев. На каждом из этих участков анализировались три выборки: аномальная, фоновая и общая.

Аномальные значения определялись по аномальному содержанию метана. Для выявления аномальных значений метана строились

графики содержания метана на каждом из профилей. Аномальными значениями считались значения, лежащие на графиках выше медианы, а фоновыми — значения, расположенные ниже медианы. Медианой является значение, которое находится в середине ряда измерений на профиле, расположенных в порядке убывания или возрастания. Общая выборка составлена из всех измерений на данном участке.

Анализ трех выборок на каждом участке проводился с целью выяснения вопроса о целесообразности выделения аномальных значений из общей совокупности измерений на участке.

При проведении факторного анализа принималось, что в исследуемом районе имеются два реальных геологических фактора или источника миграции газов к поверхности земли. Одним из них являются залежи газа, а другим неогенные отложения кумского горизонта. Из этих отложений наблюдались газопроявления. Газ либо мигрирует из этих источников непосредственно к поверхности земли, либо, переносясь подземными водами на другие участки, мигрирует оттуда в вертикальном направлении. Таким образом, у поверхности земли создается сложное газовое поле, по которому мы пытаемся восстановить первичные поля. Конечно, ограничиваясь двумя факторами, мы сознательно упрощаем задачу, так как можно предположить и выделить большее количество источников, которые также оказывают влияние на поверхностное газовое поле, однако, исходя из геологии района, будем считать их менее важными и даже взаимосвязанными с двумя первыми. Для определения влияния на суммарное поле каждого из названных факторов было выяснено, какая часть каждой компоненты обусловлена тем или иным фактором, т. е. были найдены нагрузки на факторы, полученные центроидным методом.

Единственное решение находилось из предположения положительности нагрузок. Предположение это основано на том, что распространение названных полей происходит в одном направлении, а, следовательно, они могут только складываться, а не вычитаться. Нахождение положительных однозначных нагрузок производилось методом вращения факторов. Если однозначного решения вопроса при повороте прямоугольной системы факторов достичь невозможно, то вводилась косоугольная система взаимосвязанных факторов. В этом случае делается вывод о латеральной миграции газов на данный участок.

Остановимся подробнее на первичных полях, которые выявляются над продуктивными структурами, а затем сравним их с результатами, полученными на пустой структуре и на пустых участках.

Можно установить сходство в распределении нагрузок на оба фактора аномальной и общей выборок продуктивных структур Култак и Шахпахты. Нагрузки на первый фактор для обеих структур малы для метана и в то же время определяют почти целиком содержание бутана и изобутана; нагрузки на этан, этилен, пропилен распределены между первым и вторым факторами. Нагрузки

на второй фактор велики для метана и других легких компонент, содержание бутана и изобутана мало. Факторы не взаимосвязаны друг с другом.

Первый фактор можно интерпретировать, как газовое поле от залежи, так как оно в основном содержит тяжелые компоненты, второе поле — поле легких фракций предполагается создаваемым отложениями кумского горизонта.

Для пустой структуры и пустых участков отмеченные закономерности искажаются, а поля являются взаимосвязанными, т. е. имеются все основания предположить, что газовые поля образуются на этих участках посредством латеральной миграции.

Рассмотренные примеры позволяют сделать вывод об эффективности применения факторного анализа для выявления газоносных структур по данным поверхностных геохимических съемок. Для этого необходимо найти закономерности, характеризующие первичные газовые поля данного геологического района у поверхности земли над продуктивными структурами, а затем проверять, как над разведываемыми неизвестными структурами сохраняется этот закон. Для этих целей можно использовать как аномальные измерения, так и все измерения, сделанные над данной структурой, так как закономерности для тех и других близки между собой.

Успех анализа зависит от знания геологической и геохимической характеристик района, от того, насколько справедливы наши гипотезы об источниках миграции.

## ЧАСТЬ ПЯТАЯ

### ВОПРОСЫ ЭКОНОМИКИ

#### Глава I

#### ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

##### § 1. Общая схема оценки эффективности методов промысловой геофизики

Промыслово-геофизические исследования нефтяных и газовых скважин представляют собой сложный и непрерывно расширяющийся комплекс исследовательских работ, требующий немалых затрат средств и времени и во многом определяющий эффективность всего многозвенного процесса поисков, разведки и разработки месторождений. Объемы промыслово-геофизических работ непрерывно растут и в стоимостном выражении превышают в настоящее время 70 млн. руб.

Тщательный анализ экономической эффективности применения методов промысловой геофизики, выяснение степени использования ее возможностей, определение резервов в этой области и путей их реализации являются весьма актуальными.

Решение этих вопросов предполагает разработку принципов и методических приемов определения экономической эффективности геофизических исследований. А это в свою очередь немислимо без выяснения экономической сущности промыслово-геофизического производства, а также достаточно ясного понимания специфики его «продукции», как исходного показателя экономического анализа.

Продуктом промыслово-геофизических исследований для заказчиков являются услуги информационного характера. С целью количественного определения их объема можно было бы воспользоваться выводами теории информации [71].

Однако использование выводов теории информации ограничено тем, что, предлагая универсальную меру количества информации, она не позволяет определить ее ценность.

Каким же образом можно оценить эффективность геофизической продукции — информации, ее полезность для «потребителя»?

В работах [8, 61] предлагается, например, полезность информации оценивать изменением трудности задачи, решаемой потребителем информации. За меру трудности решения задачи предлагается принимать логарифм числа проб, необходимых для отыскания решения.

Наиболее общий путь в оценке полезности информации, содержащейся в любом сообщении, состоит в определении повышения эффективности той операции, в интересах которой поступает информация [18]. Если без сообщения эффективность операции оценивалась величиной  $w_0$ , а при наличии сообщения величиной  $w_S$ , то приращение эффективности  $w_S - w_0$  отражает ценность полученных сведений.

Такой чисто потребительский подход к определению ценности промыслово-геофизической информации позволяет считать, что геофизическая служба выдает разнообразную «продукцию», соизмеримую лишь по конечному эффекту. Следовательно, ценность геофизической информации отражает ее потребительские качества и характеризуется экономическим эффектом, полученным от реализации действий, основанных на знании этой информации. Подобный подход к определению ценности геолого-геофизической информации предложен в работе [39].

Таким образом, задача оценки экономической эффективности промыслово-геофизических исследований, определяемая сопоставлением затрат на их проведение и достигаемых результатов, сводится к анализу стоимости получения информации и ее ценности.

Планирование скважинных исследований стараются осуществить таким образом, чтобы полученная информация могла быть использована в любое время, когда это потребует. Результаты промыслово-геофизических исследований в общем случае имеют потенциальную ценность, так как одни и те же исходные данные могут явиться основой для принятия разнообразных и все более совершенных технологических решений. Иными словами ценность информации определяется возможными направлениями и глубиной ее использования и зависит от специфики той операции, которая на ней базируется. Экономический эффект от использования результатов промыслово-геофизических работ может быть определен по величине создаваемого экономического потенциала

$$\Pi = (C_1 - C_2) + E_n (K_1 - K_2), \quad (V.1)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  — текущие затраты у потребителя информации с применением геофизических методов и без них (или при разных комплексах исследований);  $K_1$  и  $K_2$  — соответствующие капитальные затраты потребителей;  $E_n$  — нормативный коэффициент эффективности.

Качество или полезность промыслово-геофизической информации определяется ее полнотой, достоверностью и своевременностью. Ясно, что, основываясь на неполных, ложных или запоздалых сведениях нельзя успешно решать поставленные задачи.

Сравнительная экономическая эффективность различных вариантов исследований может быть определена на основе показателя народнохозяйственной экономии:

$$\mathcal{E} = \Delta r + \Delta r', \quad (V.2)$$

где  $\Delta r$  — разница приведенных затрат на проведение геофизических исследований для двух вариантов;  $\Delta r'$  — разница приведенных затрат у потребителей информации для этих вариантов.

Это выражение, в общем виде учитывающее затраты на получение информации и ее ценность, является основным при экономической оценке деятельности промыслово-геофизической службы. Однако, если определение стоимости исследовательских работ в скважинах  $\Delta r$  не вызывает затруднений, то выявление ценности получаемой при этом информации  $\Delta r'$  представляет собой непростую задачу.

Для оценки полезности сведений, обеспечиваемых геофизической службой, могут быть использованы различные методические приемы, в частности, негативный, экспертный, модельный и статистический [49]. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки и условия целесообразного применения. Здесь рассматривается лишь статистический метод оценки эффективности геофизических исследований, основанный на применении теории статистических решений, принципы которой находят все более широкое использование в сфере управления производством, в частности, при анализе геологоразведочной деятельности и отдельных ее элементов [39, 49].

Результаты промыслово-геофизических исследований по ряду причин не являются абсолютно точными. Параметры пластов, определяемые по геофизическим данным, и их фактические значения находятся лишь в корреляционной зависимости. Поэтому оценку исследований лучше всего производить статистическим путем.

Деление изучаемых свойств на дискретные и непрерывные приводит к разделению решаемых задач на два типа — задачи классификации и задачи количественной оценки параметров. Решение каждой из этих задач производится с ошибками, характеризующими качество геофизических работ. Наиболее разработанным и эффективным аппаратом, с помощью которого можно находить оптимальный способ обработки данных измерений, является теория классификации наблюдений. В качестве критерия оптимальности решения указанных задач берется величина средних ожидаемых потерь. Формулу для определения ожидаемых потерь с учетом ошибок классификации можно записать в следующем виде:

$$R = \sum_i P_i R_{ki} + \sum_j P_j R_{yj} + S_0, \quad (V.3)$$

где  $R$  — ожидаемые потери<sup>1</sup> от использования геофизической информации заданного комплекса параметров  $\vec{x}$ , приходящиеся

<sup>1</sup> В равной мере можно использовать понятие выигрыша при соответствующем построении матрицы цен ошибок.



на один интерпретируемый объект;  $R_{k_i}$  — ожидаемые потери  $\{\vec{x}\}$  в  $i$ -той классификации при делении пород на  $k_i$  классов;  $P_i$  — вероятность (частота) произведенной при интерпретации  $i$ -той классификации;  $P_j$  и  $R_{y_j}$  — вероятность и ожидаемые потери  $\{\vec{x}\}$  при количественной оценке искомого параметра  $y_j$ ;  $S_0$  — затраты на проведение исследований в расчете на один объект (включая стоимость интерпретации).

Таким образом, величина ожидаемых потерь  $R$  равна сумме потерь при решении всех задач классификации и количественного прогнозирования плюс затраты на исследование. Очевидно, эта величина сильно меняется в зависимости от возможных направлений и глубины использования информации  $\{\vec{x}\}$ , что соответствует понятию экономического потенциала (V.1).

Оценка величины ожидаемых потерь  $R_{k_i}$  при классификации на  $k_i$  классов производится по формуле

$$R_{k_i} = \sum_{m=1}^k P_m \sum_{n=0}^k P_{nm} C_{nm}, \quad (V.4)$$

где  $P_m$  — априорная вероятность встречи объекта  $m$ -го класса;  $P_{nm}$  — вероятность попадания в результате классификации объекта  $m$ -го класса в  $n$ -й;  $C_{nm}$  — потери (прямые и косвенные экономические последствия) такого решения;  $P_{0m}$ ,  $C_{0m}$  — относятся к методам классификации, допускающим в ответе отказ (неопределенность интерпретации).

Если элементы матрицы потерь имеют денежное выражение, то величина  $R_{k_i}$  будет критерием экономической эффективности применяемого комплекса методов. Комплекс исследований, который обеспечивает наименьшую величину потерь  $R_{min}$  — определяется как рациональный.

Если же все элементы  $C_{nm}$  в выражении (V.4) положить равными единице, а остальные нулю, то мы получим один из возможных критериев эффективности, определяющий точность или надежность решения конкретной задачи в виде вероятности правильного ответа. В частном случае при  $C_{11} = q$  (где  $q$  — средние запасы в тоннах, приходящиеся на один продуктивный объект) и  $C_{nm} = 0$  величина  $R_{k_i}$  принимает смысл размера обнаруженных запасов, приходящихся на один акт интерпретации. И, наконец, если принять  $C_{nm} = -\log P_{nm}$  то величина  $R_{k_i}$  будет определять эффективность промыслово-геофизических исследований в единицах информации (например, битах).

Величина  $R_{y_j}$  вычисляется по формуле, являющейся интегральным аналогом формулы (V.4):

$$R_{y_j} = \int P(y_j) P(\hat{y}_j | y_j) C_j(\hat{y}_j, y_j) dy_j d\hat{y}_j, \quad (V.5)$$

где  $\hat{y}$  — прогнозное значение искомой величины  $y_j$ ;  $P(y_j)$  — априорная плотность вероятности распределения  $y_j$ ;  $P(\hat{y}_j | y_j)$  — услов-

ное распределение  $\hat{y}_j$  при данном природном значении  $y_j$ ;  $C_j(\hat{y}_j, y_j)$  — потери принятия прогнозного значения  $\hat{y}_j$  за истинное.

Часто  $C(\hat{y}_j, y_j) = C(\hat{y}_j - y_j)$ , т. е. потери зависят лишь от отклонения прогнозного значения  $\hat{y}$  от истинного  $y$ , например,  $C(\hat{y}_j, y_j) = (y_j - \hat{y}_j)^2$ . Тогда  $C_{y_j}$  принимает смысл средней дисперсии ошибки прогноза. Аналогично строятся формулы потерь  $C(\hat{y}_j, y_j)$  для оценки экономических последствий прогнозирования свойства  $y_j$ . В частности, при оценке запасов месторождений возможны ошибки I ( $\hat{y} < y$ ) и II ( $\hat{y} > y$ ) рода, приводящие к различным экономическим последствиям (ошибки в размере обустройства промыслов или же потери нефти в недрах), что должно найти отражение в нечетности функции  $C(\hat{y}_j - y_j)$ .

При оценке величины потерь  $R$  предполагалось, что классификация и прогнозирование осуществляется по комплексу геофизических параметров  $\{\vec{x}\}$ . Однако практически эти задачи решаются с привлечением других данных (керн, грунтов, испытателей пластов и т. п.). Поэтому можно принять за  $\{\vec{x}\}$  полный комплекс исследований. В этом случае все формулы остаются справедливыми. При необходимости оценки вклада промыслово-геофизических данных нужно оценить разность потерь  $R_1 - R_2$  информации полного комплекса  $R_1$  и комплекса без геофизических методов  $R_2$ .

Итак, в рамках теории решений для оценки эффективности промыслово-геофизических исследований необходимо знание трех элементов: 1) априорных вероятностей «состояний природы» (изучаемых геологических объектов)  $P(y_j)$ ; 2) условных вероятностей  $P(\hat{y}_j/y_j)$ ; знание этих двух вероятностей необходимо для переоценки априорных вероятностей  $P(y_j)$  на апостериорные  $P(y_j/\hat{y}_j)$ , используемые потребителем при выборе оптимального решения; 3) матрицы потерь  $C_j(\hat{y}_j, y_j)$ .

Определить эти элементы для каждой из решаемых задач очень трудно. В дальнейшем мы ограничимся реализацией описанной схемы для локальной задачи с двумя «состояниями природы»: пласт продуктивен или непродуктивен. Поэтому определяемые ниже критерии эффективности комплекса геофизических исследований, исходя из одной задачи, неизбежно являются условными. Учитывая, что данная задача является основной, причем целый ряд других (расчленение разреза, определение мощности пластов, выделение коллекторов) должен быть решен предварительно, такое рассмотрение представляет не только методический, но и практический интерес.

Для других задач выскажем лишь замечания общего характера. Оценка априорных вероятностей  $P(y_j)$  для количественных определений параметров (коэффициентов пористости, насыщенности) может быть получена на основе построения гистограмм распределений искомых параметров по соседним изученным площадям.

Условные вероятности  $P(\hat{y}_i/y_j)$  можно оценить путем сопоставления промыслово-геофизических параметров и их фактических значений, определяемых по керну, данным испытаний и т. п. Лучше всего такие оценки производить по хорошо изученным месторождениям, анализируя архивный геофизический материал.

Пожалуй, наибольшие трудности связаны с определением функции потерь. Этот вопрос требует специального исследования. В ряде практически важных задач с использованием теории решений принимается, что величина потерь пропорциональна квадрату ошибки измеряемой величины [65]. Возможно, это приближение окажется допустимым.

## § 2. Реализация схемы теории решений для задачи выделения продуктивных пластов

На практике при решении этой задачи можно использовать обширный статистический материал для оценки искомых вероятностей в виде массового сопоставления геофизических заключений и результатов опробований пластов.

Пусть при использовании определенного комплекса исследований на конкретной площади или месторождении получена следующая таблица, характеризующая достоверность заключений, выдаваемых геофизической службой.

Таблица 32

Характер геофизических заключений	Результаты испытаний		
	продуктивный ( $\Pi_1$ )	непродуктивный ( $\Pi_2$ )	сумма
Продуктивный ( $\Gamma_1$ )	$n_{11}$	$n_{12}$	$n_{10}$
Непродуктивный ( $\Gamma_2$ )	$n_{21}$	$n_{22}$	$n_{20}$
Сумма	$n_{01}$	$n_{02}$	$n$

Примечание. Здесь  $n_{11}n_{22}$  — число правильных заключений соответственно для продуктивных и непродуктивных объектов;  $n_{21}$ ,  $n_{12}$  — число ошибочных заключений для этих объектов.

При послойной интерпретации отношения  $P_{01} = n_{01}/n$  и  $P_{02} = n_{02}/n$  ( $n$  — общее число пластов) будут представлять собой вероятности встречи продуктивных и непродуктивных пластов в разрезе, а  $P_{10} = n_{10}/n$  и  $P_{20} = n_{20}/n$  — вероятности отнесения объектов к этим двум классам по данным геофизических заключений.

Можно рассматривать и большее число классов, например, три: нефть (газ), вода, неколлектор или другие «состояния природы» (так, при разработке может быть выделен класс «пресная вода» и т. д.).

Здесь мы ограничимся рассмотрением задачи с двумя «состояниями природы», т. е. полагаем, что коллектор выделен и необходимо

определить его насыщенность. Однако схема является общей для всех случаев.

По данным результатов проверки промыслово-геофизических заключений можно вычислить две матрицы условных вероятностей:  $A$  и  $B$ . Элементами матрицы  $A$  являются условные вероятности

$$A(\Gamma_n/\Pi_m) = A_{nm},$$
$$A = \begin{Bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{Bmatrix}. \quad (V.6)$$

Они определяют вероятность выдачи правильных и ошибочных заключений для двух классов пластов. Эти вероятности являются объективной характеристикой точности методов, так как они не зависят от условий их применения.

Вероятности  $a_{21} = \alpha$  и  $a_{12} = \beta$  будут означать относительное число ошибочных геофизических заключений в продуктивных и непродуктивных пластах. Величину  $\alpha$  или ошибку первого рода в математической статистике принято называть вероятностью «пропуска цели», а величину  $\beta$  (ошибку второго рода) — вероятностью «ложной тревоги».

Элементами матрицы  $B$  будут условные вероятности получения продукта или не получения его для пластов, имеющих соответствующую геофизическую характеристику:

$$B(\Pi_m/\Gamma_n) = B_{nm},$$
$$B = \begin{Bmatrix} b_{11} & b_{12} \\ b_{21} & b_{22} \end{Bmatrix}. \quad (V.7)$$

Механизм использования геофизической информации состоит в замене безусловных вероятностей встречи продуктивных пластов  $P_m$  на условные  $b_{nm}$ . Чем точнее геофизическая информация, тем ближе апостериорные вероятности  $b_{nm}$  к нулю для одного состояния и к единице — для другого. Знание этих вероятностей позволяет геологу выбрать оптимальную стратегию.

Исходный статистический материал для оценки условных вероятностей может быть получен также при сопоставлении результатов распознавания пластов машинными методами и данных опробований.

Несомненный интерес представляет способ определения условных вероятностей, основанный на использовании интегральных характеристик распределений информативных параметров для двух классов пластов. Его основные преимущества заключаются в возможности объективного исследования влияния точности измерений и интерпретации на эффективность заключений. Возможности такого исследования при анализе достоверности заключений, являющихся субъективным мнением интерпретаторов, видимо, ограничены.

Оценка априорных вероятностей  $P_m$  в случае деления на два класса сводится к определению вероятности интерпретации продуктивного пласта  $P_{01}$ . Эта вероятность зависит от большого числа различных факторов: выбора места заложения скважин, исходного распределения пластов в разрезе, способа его расчленения, принципов определения интервала поиска продуктивной пачки и т. д. Их учет в общем случае затруднен, поэтому для оценки искомой вероятности можно предложить два приближенных способа. Первый — величина  $P_{01}$  определяется как отношение суммарной мощности продуктивных пластов к общей мощности продуктивной пачки. Второй — величина  $P_{01}$  равна отношению числа продуктивных пластов к общему числу проинтерпретированных пластов.

Перейдем теперь к определению матрицы потерь  $C_{nm}$ . Если на основе геофизической информации выбирается одно из двух возможных действий («испытывать» — «не испытывать»), то зависимость получаемого эффекта от сочетания вида действий и «состояния природы» определим следующим образом. В первом приближении будем считать, что потери, связанные с правильной классификацией продуктивных пластов, слагаются из стоимости обсадной колонны (в определенном размере), тампонажа, перфорации и цикла работ по вызову притока. С учетом фактора времени величина потерь определится из выражения

$$C_{12} = C_0 + C_c T E_n, \quad (V.8)$$

где  $C_0$  — стоимость опробований;  $C_c$  — стоимость скважины;  $T$  — время проведения испытаний;  $E_n$  — нормативный коэффициент эффективности, равный 0,12.

Цену последствий пропуска продуктивных объектов можно определить по двум направлениям. Во-первых, потери запасов в условиях планового хозяйства требуют изъятия из бюджета дополнительных капитальных вложений в размере, необходимом для обнаружения эквивалентной величины запасов. Потери в капиталовложениях можно оценить, исходя из средних удельных затрат на прирост единицы запасов для крупного региона:

$$C_{21} = KQ, \quad (V.9)$$

где  $K$  — средние удельные затраты на прирост единицы запасов,  $Q$  — размер пропущенных запасов.

Потери на стадии эксплуатационного бурения помимо этого должны учитывать затраты на бурение эксплуатационных скважин и их промысловое обустройство в размере, необходимом для извлечения пропущенных запасов.

Следует учитывать еще одно, не столь очевидное направление потерь. Вследствие пропуска продуктивных пластов, народное хозяйство лишается возможности получить прибыль от реализации товарной продукции. В размере потерь было бы целесообразно учитывать не всю прибыль от ее реализации, а только часть, пропорци-

ональную доле затрат на разведку в общих капитальных вложениях. Поскольку выигрыш, связанный с обнаружением продуктивных пластов, реализуется не сразу, возможный эффект должен быть приведен к моменту открытия. Так, если обнаружены запасы  $Q$  тонн, а извлекаются они через  $T$  лет и нефтегазодобывающее управление (НГДУ) получает прибыль на 1  $m$  добычи  $g$  рублей, то эффект приведенный к моменту открытия, составит

$$C_{21} = \frac{Qga}{(1+E)^T}, \quad (V.10)$$

где  $a$  — доля капитальных затрат на разведку.

Потери в случае ошибочных заключений в непродуктивных пластах слагаются из затрат на испытание скважин. И, наконец, правильная классификация непродуктивных пластов дает потери, равные нулю.

Введем обозначения:  $C_{11} = C_{12} = s$ ;  $C_{21} = r$ , тогда матрица потерь принимает вид

$$C_{nm} = \begin{pmatrix} s & s \\ r & 0 \end{pmatrix}. \quad (V.11)$$

Теперь можно определить средние потери с учетом найденных величин вероятностей и цен ошибок. Подставляя их значения в выражение (V.4) и произведя соответствующие преобразования, получим

$$R = s_0 + P_{01}a_{11}s + P_{01}a_{21}r + P_{02}a_{12}s. \quad (V.12)$$

Определим экономический эффект  $\mathcal{E}$  как разницу средних потерь при переходе от одного комплекса исследований (типа аппаратуры, методов интерпретации) к другому. Для этого вначале перепишем выражение (V.12) в виде

$$R = s_0 + P_{01}s + P_{01}\alpha(r - s) + P_{02}\beta s. \quad (V.13)$$

Учитывая, что величины  $s$ ,  $r$  и  $P_{01}$  для сравниваемых вариантов одинаковы, получаем

$$\mathcal{E} = R_1 - R_2 = \Delta s_0 + P_{01}\Delta\alpha(r - s) + P_{02}\Delta\beta s. \quad (V.14)$$

Здесь первое слагаемое определяет разницу приведенных затрат на проведение исследований для сравниваемых вариантов, а два других характеризуют эффект у потребителя, получаемый за счет изменения геологической эффективности методов. Одно из них учитывает экономический эффект, возможный за счет уменьшения вероятности пропуска продуктивных пластов, другое — за счет уменьшения количества нецелесообразных испытаний в непродуктивных интервалах.

Выражение (V.14) может использоваться для: а) сравнения экономической эффективности различных методов исследований или их комплексов (не обязательно геофизических) и выбора рационального комплекса; б) обоснования применения новых методов обработки

и интерпретации геофизических данных, в том числе с использованием ЭВМ; в) экономической оценки мероприятий, оказывающих влияние на эффективность геофизических исследований (применяемых буровых растворов, времени и периодичности замеров и т. д.), а также при решении других важных вопросов.

Так, например, использование более дорогостоящей аппаратуры и более трудоемких методов обработки материалов будет оправдано, как это следует из выражения (V.14), если дополнительное увеличение затрат меньше эффекта от повышения геологической эффективности:

$$\Delta s_0 = [(C_1 - C_2) + E_n (K_1 - K_2)] < P_{01} \Delta \alpha (r - s) + P_{02} \Delta \beta S. \quad (V.15)$$

### § 3. Применение статистических методов оценки эффективности на месторождениях Туркмении

Статистическая методика оценки эффективности промыслово-геофизических исследований была опробована на нескольких месторождениях Центральных Каракумов и Западной Туркмении. Проверка произведена в разнообразных условиях, отличающихся типом пройденных отложений, этапом разбуривания, полнотой комплекса и т. д. Рассмотрены материалы геофизических исследований и данные опробований более 1000 проинтерпретированных пластов. Ниже приводятся результаты исследований по месторождению Зеагли-Дарваза и прилегающим к нему структурам. По этому району были использованы материалы по 493 опробованным пластам 80 скважин. Сопоставление заключений и результатов опробований проведено дифференцированно: для северной и южной частей района, отличающихся сложностью интерпретации вскрываемых отложений; отдельно по первым скважинам на структурах; по скважинам без микрозондирования. Кроме того, была определена достоверность геофизических заключений в расчете на весь объем проинтерпретированных пластов. Это сделано при допущении, что, во первых, вероятность пропуска продуктивных объектов геологической службой равна нулю и, во-вторых, заключения по неопробованным пластам имеют ту же достоверность, что и по испытанным объектам. Результаты сопоставления по рассматриваемым вариантам приведены в табл. 33.

По данным табл. 33 рассчитаны условные и априорные вероятности геофизических заключений для продуктивных и непродуктивных пластов (табл. 34). Далее вычислены цены ошибок «пропуска цели»  $r$  и «ложной тревоги»  $s$ .

Среднюю величину потерь, связанную с пропуском продуктивных объектов, определим из выражения (V.9). При этом нами приняты следующие исходные данные.

Средняя величина запасов, приходящаяся на один продуктивный объект по данным подсчета запасов по месторождению Зеагли-Дарваза составляет около 450 млн. м<sup>3</sup>. Удельные затраты на

Таблица 33

Заключения	Все интерпретированные пласты			Опробованные пласты														
				все пласты			северная часть			южная часть			первые скважины			скважины без микрозондирования		
	п	нп	Σ	п	нп	Σ	п	нп	Σ	п	нп	Σ	п	нп	Σ	п	нп	Σ
Продуктивный	164	88	252	110	66	176	60	37	97	50	29	79	22	29	51	26	12	38
Непродуктивный	21	1575	1596	21	235	256	4	100	104	17	135	152	8	69	77	15	104	122
Отказ	13	64	77	13	48	61	1	15	16	12	33	45	6	11	17	6	11	17
Сумма	198	1727	1925	144	349	493	65	152	217	79	197	276	36	109	145	47	127	174

Примечание. Здесь П — продуктивный пласт; НП — непродуктивный.

Таблица 34

Заключения	Все интерпретированные пласты		Опробованные пласты									
			все пласты		северная часть		южная часть		первые скважины		скважины без микрозондирования	
	п	нп	п	нп	п	нп	п	нп	п	нп	п	нп
Продуктивный	0,828	0,051	0,764	0,189	0,923	0,243	0,633	0,147	0,611	0,266	0,555	0,095
Непродуктивный	0,106	0,912	0,146	0,673	0,062	0,658	0,215	0,685	0,222	0,633	0,319	0,818
Отказ	0,066	0,037	0,090	0,138	0,015	0,099	0,152	0,168	0,167	0,101	0,126	0,087



прирост  $1000 \text{ м}^3$  запасов газа за 1960—1964 гг. составили в целом по Туркмении 0,6 руб. Отсюда величина потерь, эквивалентная затратам на прирост соответствующего размера запасов, будет равна  $450 \text{ млн. м}^3 \times 0,6 \text{ руб./тыс. м}^3 = 270 \text{ тыс. руб.}$

Цену ошибок нецелесообразного опробования определим по формуле (V.8). Средняя величина затрат на испытания объектов с учетом стоимости крепления скважин составляет около 10 тыс. руб. Затраты на крепление условно распределены равномерно на один испытанный объект. Время опробования одного объекта не превосходит 0,1 года.

Средняя стоимость скважины глубиной 1000—1500 м составляет 142 тыс. руб.

Подставляя эти данные в выражение (V.8), получаем

$$R = 10 + 142 \cdot 0,1 \cdot 0,12 = 12,3 \text{ тыс. руб.}$$

Итак имеем следующую матрицу потерь

$$\begin{Bmatrix} 12,3 & 12,3 \\ 270 & 0 \end{Bmatrix}$$

Затраты на проведение геофизических исследований  $S_0$  в среднем на одну скважину (без учета стоимости перфораторных работ) составляют около 3 тыс. руб. В расчете на один интерпретируемый объект они составят примерно 250 рублей.

Теперь можно перейти к расчету средних потерь.

Для I варианта (табл. 35) средние потери на один интерпретируемый объект составят:

$$R = 0,25 + 0,10 (0,828 \cdot 12,3 + 0,106 \cdot 270 + 0,66 \cdot 12,3) + 0,9 (0,051 \cdot 12,3 + 0,037 \cdot 12,3) = 5,20 \text{ тыс. руб.}$$

Для остальных случаев средние потери определяются в расчете на один интерпретируемый и испытанный объект.

Как и следовало ожидать, наибольшие потери получены в сложных условиях интерпретации: скважины не исследовались микрозондированием (южная часть района). Потери по северной части значительно меньше.

Т а б л и ц а 35

№ варианта	Интерпретируемые объекты	Величина потерь на один объект, тыс. руб.
I	Все пласты	5,20
II	Опробованные пласты	8,85
	В том числе:	
III	северная часть	6,15
IV	южная часть	10,5
V	первые скважины	41,26
VI	скважины без микрозондирования	11,36

В условиях, наиболее близких к реальным (с учетом всех пластов), получена наименьшая величина потерь. С целью более полной характеристики экономической эффективности заключений рассмотрим некоторые частные случаи.

1. Допустим, что геолог не располагает геофизическими заключениями, но может оценить вероятность встречи продуктивных пластов  $P_{01}$ . Тогда решение о проведении испытания влечет за собой потери  $R_1 = P_{01}s + P_{02}s = s$ . Для альтернативного действия потери составят  $R_2 = P_{01}r$ . Первое действие предпочтительнее, если  $s < P_{01}r$  или  $P_{01} > s/r$ . Величину

$$P_k = \frac{s}{r}, \quad (V.16)$$

назовем критической вероятностью. Она определяет целесообразность проведения любых рискованных, часто повторяющихся операций. Поскольку

$$P_{01}(I) = 0,10 > \frac{s}{r} = 0,045, \quad (V.17)$$

то оптимальным действием для геолога при отсутствии заключений геофизиков будет всегда проводить испытания (если, конечно, он не имеет иной информации). В этом случае его средние потери составят 12,3 тыс. руб. на один объект, т. е., используя геофизические заключения, он будет иметь экономию  $12,3 - 8,85 = 3,25$  тыс. руб. на один объект или  $3,25 \cdot 1925 = 1,61$  млн. руб. в расчете на равное число опробованных пластов.

2. Определим выигрыш от использования дополнительной геологической информации по сравнению с тем эффектом, который можно достичь, полностью полагаясь лишь на геофизические заключения. При этом ограничимся выборкой по опробованным пластам.

В первом случае потери геолога, использующего совокупность информации, по-прежнему, составили бы 12,3 тыс. руб. на один объект. Руководствуясь только геофизическими заключениями, он понес бы потери:

$$R_r = 0,25 + \frac{1}{493} (110 + 66 + 61) 12,3 + 21 \cdot 270 = 18,05 \text{ тыс. руб.},$$

т. е. дополнительная информация дает выигрыш  $18,05 - 12,3 = 5,75$  тыс. руб. на один опробованный объект или 2,83 млн. руб. на 493 объекта. Это доказывает целесообразность опробований, проводимых по инициативе геологов. Конечно, этот вывод справедлив лишь в среднем. Можно привести ряд примеров, когда геологи намечают объекты к испытанию, руководствуясь «пиками» на диаграммах, соответствующих плотным прослоям: скв. 1 (Каюн) 1170—1170,8, скв. 2 (Дарваза) 1407—1403; 1275—1256 и др.

3. Оценим допустимое увеличение затрат на геофизические исследования, которое окупается повышением геологической эффективности методов.

Как следует из выражения (V.15), уменьшение вероятности пропуска  $\Delta\alpha$  и нецелесообразных опробований  $\Delta\beta$  на 0,01 дает экономический эффект, равный:  $1,1 \cdot 0,01 \cdot 257,7 + 0,9 \cdot 0,01 \cdot 12,3 = 0,37$  тыс. руб. на один объект или 184 тыс. руб. в расчете на 493 опробованных объекта. Затраты на геофизические исследования по всем рассматриваемым скважинам (без стоимости перфорации) не превышают 300 тыс. руб.

#### § 4. О соотношении критериев геологической и экономической эффективности промыслово-геофизических исследований

В настоящее время при оценке эффективности геофизических заключений о продуктивности пройденных пластов используют так называемый коэффициент достоверности заключений, определяемый отношением числа правильных заключений к общему их числу

$$K_d = \frac{n_{11} + n_{22}}{n}. \quad (V.18)$$

Однако этот показатель имеет существенные недостатки: Так, например, если всегда давать заключение «пласт непродуктивен», то, используя данные табл. 33, видим, что достоверность для I и II вариантов составит  $K_d^*(I) = 0,91$ ,  $K_d^*(II) = 0,71$ , тогда как геофизические заключения обладают почти такой же достоверностью:  $K_d(I) = 0,92$ ,  $K_d(II) = 0,73$ .

Можно представить себе ситуацию, когда достоверность заключений, выдаваемых таким формальным методом, окажется выше достоверности геофизических заключений, например, на поисково-разведочной стадии. Вполне понятно, что польза от таких заключений невелика, в то время как заключения с меньшей достоверностью с той или иной долей успеха решают поставленные задачи.

Более подходящими характеристиками точности геофизических методов могут служить величины вероятностей ошибок первого и второго рода. В качестве меры степени точности можно предложить какую-либо функцию величин  $\alpha$  и  $\beta$ , например, их сумму или рассмотреть величину  $\mu = 1 - (\alpha + \beta)$ , которую назовем индексом точности (надежности) заключений. Здесь  $\alpha$  и  $\beta$  определяют суммарную вероятность ошибочной и неопределенной характеристики двух классов пластов.

Для района Зеагли-Дарваза имеем: вероятность пропуска продуктивных пластов для I варианта равна  $\alpha'(I) = 0,106$ , а вероятность неопределенной их классификации  $\alpha''(I) = 0,06$ . Вероятность ошибочной и неопределенной классификации непродуктивных объектов соответственно равны  $\beta'(I) = 0,051$ ,  $\beta''(I) = 0,037$ . Отсюда индекс точности  $\mu(I) = 0,746$ . При таком определении понятия точности оно совпадает с понятием геологической эффективности методов.

На практике при использовании заключений геологу полезно знать также, в какой мере подтверждаются геофизические заключения соответственно для продуктивных и непродуктивных пластов, т. е. иметь представление об их надежности. Надежность заключений для продуктивных пластов по данным табл. 33  $\gamma(I) = \frac{164}{252} = 0,65$ ; соответственно для непродуктивных  $\phi(I) = \frac{1575}{1526} = 0,987$ .

Рассмотренные два критерия (вероятность правильной классификации и надежность заключений) позволяют истолковать данные табл. 35 следующим образом: из 198 случаев обнаружения продуктивных пластов они были правильно распознаны в 89% случаев, а из 313 выданных рекомендаций они подтвердились в 65% случаев.

Поскольку средний экономический эффект при использовании конкретных методов определяется как параметрами, непосредственно зависящими от усилий геофизической службы ( $\alpha$ ,  $\beta$ ), так и параметрами, характеризующими условия применения геофизических методов [ $P_m$ ,  $C_{nm}$ ], то естественно производить раздельную оценку для характеристики степени точности (по параметру  $\mu$ ) и их экономической эффективности применения в конкретных условиях. Однако показатели точности для одной и той же методики измерений и интерпретации зависимы от экономических последствий неверных решений. Так, интерпретаторы могут произвольно увеличить число рекомендаций к опробованию и в итоге добиться неплохих экономических результатов, снижая вероятность пропуска  $\alpha$  за счет значительного увеличения величины  $\beta$  и тем самым ухудшая индекс точности  $\mu$ . В таких случаях они используют постороннюю информацию при выдаче заключений в основном о возможном соотношении цен ошибок классификации и о вероятности встречи продуктивных пластов, не имеющую прямого отношения к точности и надежности геофизических методов.

При значительной разнице в ценах ошибок первого и второго рода, наблюдающейся в большинстве случаев в реальных условиях, уменьшение вероятности пропуска продуктивных пластов неизмеримо важнее с точки зрения средних ожидаемых потерь, чем равное уменьшение ошибки второго рода.

Минимальное число ошибок, дающее одновременно минимум потерь, имеет место лишь при равных ценах ошибок первого и второго рода. Поэтому индекс точности геофизических заключений  $\mu$  является объективной характеристикой эффективности методов, если классификация пластов производится в предположении  $C_{12} = C_{21} = 1$ , т. е. он является частным случаем более общего критерия эффективности  $R$ .

Какова же должна быть минимальная точность заключений, при которой целесообразно полностью на них полагаться? Для этого, очевидно, необходимо, чтобы экономический выигрыш при использовании геофизических заключений был выше, чем при использовании любого конкурирующего правила выбора решения. В ка-

честве последнего можно принять формальную стратегию, предписывающую всегда производить испытания, независимо от характера заключения геофизиков (обозначим ее  $A_1$ ), а также рассмотреть другой крайний случай, когда принимается решение вообще не проводить испытания (стратегия  $A_2$ ).

Для сравнения различных стратегий воспользуемся выражением (V.14) для среднего экономического эффекта. Затраты на исследование при этом считаем равными. Тогда условие предпочтения геофизическим заключениям запишется в виде

$$R_r - R_k = P_{01}(\alpha_r - \alpha_k)(r - s) + P_{02}(\beta_r - \beta_k)s < 0, \quad (V.19)$$

или

$$\frac{\beta_r - \beta_k}{\alpha_r - \alpha_k} > \frac{P_{01}}{P_{02}} \frac{(r - s)}{s} \quad (V.20)$$

(индекс  $k$  относится к конкурирующим стратегиям).

Для стратегии  $A_1$  имеем:  $\alpha_k = 0$ ,  $\beta_k = 1$ . Для стратегии  $A_2$  —  $\beta_k = 0$ ,  $\alpha_k = 1$ . Подставляя эти значения в выражение (V.20), получаем, что использование промыслово-геофизических заключений приводит в среднем к меньшим экономическим потерям, чем решение применять стратегию  $A_1$ , т. е. всегда проводить испытания, если

$$\frac{1 - \beta_r}{\alpha_r} > \frac{P_{01}}{P_{02}} \frac{(r - s)}{s}. \quad (V.21)$$

Для конкурирующей стратегии  $A_2$  получаем

$$\frac{\beta_r}{1 - \alpha_r} < \frac{P_{01}}{P_{02}} \frac{(r - s)}{s}. \quad (V.22)$$

Очевидно, что использование промыслово-геофизических заключений целесообразно, если соблюдаются оба неравенства (V.21) и (V.22):

$$\frac{\beta_r}{1 - \alpha_r} < \frac{P_{01}}{P_{02}} \frac{(r - s)}{s} < \frac{1 - \beta_r}{\alpha_r}. \quad (V.23)$$

Величину  $m = \frac{P_{01}}{P_{02}} \frac{(r - s)}{s}$  назовем параметром геолого-экономических условий.

На рис. 40 приведена номограмма, позволяющая определить допустимые величины вероятностей ошибок для заданных соотношений цен ошибок и априорных вероятностей. Допустим, что заключения выдаются в условиях, когда априорная вероятность встречи продуктивных пластов  $P_{01} = 0,1$ , а соотношение цен ошибок  $\frac{r - s}{s} = 25$ . Тогда, как видно из номограммы, допустимые значения ошибок «пропуска цели» и «ложной тревоги» попадают в область, нижней границей которой является горизонтальная прямая  $l - l'$ . Ниже этой линии любая комбинация ошибок  $\alpha$  и  $\beta$  приводит к большим потерям, что решение всегда проводить испытания (область предпочтения стратегии  $A_1$ ).

Все линии, параллельные  $l - l'$ , являются линиями равного экономического эффекта, т. е. для заданных  $P_{01}$  и  $\frac{r - s}{s}$  комбинации

$\alpha = 0,03$ ,  $\beta = 0,91$  или  $\alpha = 0,2$ ,  $\beta = 0,4$  приводят к равным экономическим последствиям. Возможный экономический эффект максимально возрастает в направлении, перпендикулярном линиям равных значений  $\beta$ . Следовательно, каждому методу, характеризующемуся сочетанием ошибок  $\alpha_0$ ,  $\beta_0$ , соответствует вполне определенная область применимости  $m_0$  и если обнаруживается, что эта область не соответствует области, определяемой параметром геолого-экономических условий  $m$ , то от использования заключений на основе таких методов надо воздержаться.

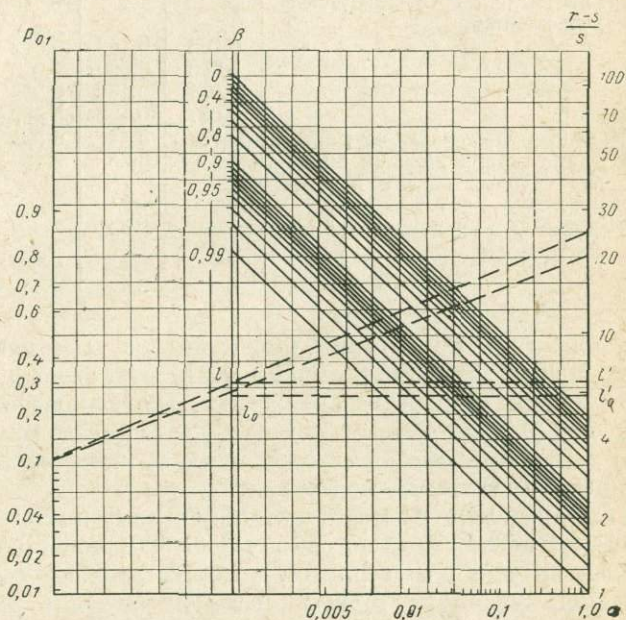


Рис. 40. Номограмма для определения допустимых ошибок I и II рода.

Итак, следует четко разграничивать критерии точности и экономической эффективности методов. В общем случае существует лишь косвенная связь между экономической ценностью промыслово-геофизических исследований и их точностью. Точность зависит от качества методов, методики интерпретации, способностей интерпретаторов, тогда как экономическая ценность заключений помимо этого определяется стратегией и геолого-экономическими условиями их применения.

В табл. 36 приведены сведения о точности (надежности) промыслово-геофизических заключений и их экономической эффективности по району Зеагли-Дарваза. Из таблицы, в частности, следует, что использование показателя средних экономических потерь для оценки эффективности исследований дает несколько иную расстановку вариантов в порядке их предпочтительности, чем критерий точности методов. Так, например, для скважин без микрозондирования,

Показатели	№ варианта					
	I	II	III	IV	V	VI
Коэффициент достоверности заключений $K_d$	0,905	0,700	0,746	0,670	0,627	0,746
Вероятность ошибочной и неопределенной классификации продуктивных и непродуктивных пластов:						
$\alpha'$	0,106	0,146	0,062	0,215	0,222	0,319
$\alpha''$	0,066	0,090	0,015	0,152	0,167	0,126
$\beta'$	0,051	0,189	0,243	0,147	0,266	0,095
$\beta''$	0,037	0,138	0,099	0,168	0,101	0,087
Индекс точности заключений	0,73	0,44	0,58	0,32	0,27	0,37
Средние потери на один интерпретируемый объект $R$ , тыс. руб.	5,20	8,85	6,15	10,5	11,26	11,36
Коэффициент экономической эффективности	—	0,825	—	—	—	—

заклучения по которым имеют индекс точности 0,37, получена наибольшая величина потерь. В частности, здесь они выше, чем по южной части и первым скважинам, где заключения в среднем менее точны (0,32 и 0,27). Это подтверждает приведенные выше рассуждения о том, что точность методов и их экономическая эффективность не имеют простой прямой связи.

Определим возможность эффективного использования геофизических заключений по району Зеагли-Дарваза, т. е. область допустимых значений  $\alpha$  и  $\beta$ , при которых средние потери не превышают величину потерь при формальном решении «всегда испытывать».

Для I варианта имеем  $P_{01} = 0,10$ ;  $r - s/s = 21$ . Обращаясь к номограмме, видим, что использование заключений в этом случае целесообразно для всех значений  $\alpha$  и  $\beta$ , которые определяют область выше линии  $l_0 - l'_0$ .

Но даже, если геофизические заключения недостаточно точны и не имеют преимуществ по сравнению с чисто формальными решениями, они обладают определенной ценностью как один из составных источников информации, который формирует окончательное решение геолога.

## ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ КАК ЗАДАЧА ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

### § 1. Общая постановка задачи

В комплексе исследовательских работ на нефть и газ важную роль играет разведочное бурение, в значительной степени определяющее эффективность многозвенного процесса поисков, разведки и разработки месторождений. Затраты на разведочное бурение уже сейчас составляют значительную долю от всех затрат на развитие нефтяной и газовой промышленности, вместе с тем объемы бурения постоянно возрастают, и на первый план, естественно выступает требование рациональной организации разведочных работ. Ее можно рассматривать как часть общей проблемы о рациональной организации процесса поисков, разведки разработки месторождений.

Принцип оптимальности (рационального хозяйствования) может быть применен в том случае, когда цель и средства деятельности выражены количественными параметрами. Существует два критерия оптимальности: во-первых, при заданных затратах получить максимальный доход и, во-вторых, при минимальных затратах достигнуть заданного дохода.

Принцип оптимальности не может быть применен для рациональной организации разведочных работ, так как исходными параметрами являются в основном качественные характеристики. Однако практически пользуются тем, что организация разведочных работ в первую очередь зависит от оптимального распределения капиталовложений, где цель и средства имеют характер количественных величин. Тем не менее до сих пор проблема распределения капиталовложений решалась на основании соображений о степени перспективности районов, которая в свою очередь определяется большим числом сложных факторов. Эти факторы описываются качественно с помощью понятий, которые практически не поддаются строгому учету.

Поэтому в составление плана разведочных работ вносится известная доля субъективизма, что создает большие трудности при выборе оптимального варианта распределения капиталовложений.

Необходимо отметить, что требования к разведочному бурению естественно считать параметрами, зависящими от времени. Если решение о капиталовложениях принимается на год, оно определит экономическую политику, отличную от той, которой имело бы смысл следовать при учете большого планируемого периода.

В соответствии с общей проблемой рационального хозяйствования выбор оптимального варианта распределений капиталовложений по районам производится, исходя из заданных в целом по отраслям капиталовложений, либо исходя из заданных в целом по отрасли



Районы	Капитальные вложения, руб.		Стоимость метра проходки, руб.		Прирост запасов 2-х категорий		Прирост запасов 3-х категорий		Тип района	
	расчетный год	год, предшествующий расчетному	расчетный год	год, предшествующий расчетному	расчетный год	год, предшествующий расчетному	расчетный год	год, предшествующий расчетному	по приросту 2-х категорий	по приросту 3-х категорий
1	$A_1^m$	$A_1^{(m-1)}$	$C_1^{(m)}$	$C_1^{(m-1)}$	$Q_1^m$	$a_1^{(m-1)}$	$b_1^m$	$b_1^{(m-1)}$	$r_1^{(a)}$	$r_1^{(b)}$
2	$A_2^m$	$A_2^{(m-1)}$	$C_2^{(m)}$	$C_2^{(m-1)}$	$Q_2^m$	$a_2^{(m-1)}$	$b_2^m$	$b_2^{(m-1)}$	$r_2^{(a)}$	$r_2^{(b)}$
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
$N$	$A_N^m$	$A_N^{(m-1)}$	$C_N^{(m)}$	$C_N^{(m-1)}$	$a_N^m$	$a_N^{(m-1)}$	$b_N^m$	$b_N^{(m-1)}$	$r_N^{(a)}$	$r_N^{(b)}$
Итого по отрасли в целом	$A$ для задачи № 1	$A^{(m-1)}$			$a$ для задачи № 2	$a^{(m-1)}$	$b$ для задачи № 2	$b^{(m-1)}$		

приростов запасов. В обоих случаях известна стоимость 1 м разведочного бурения по отдельным районам.

Объем бурения по району определяется отношением суммы капиталовложений  $A_i$  в  $i$ -том районе к стоимости 1 м проходки  $C_i$ :

$$v_i = \frac{A_i}{C_i} [м]. \quad (V.24)$$

Эффективность разведочного бурения измеряется в тоннах прироста запасов на 1 м проходки по  $i$ -тому району:

$$E_i = \frac{a_i}{v_i} [т/м] \text{ для 2-х категорий } (A+B); \quad (V.25)$$

$$E_i = \frac{b_i}{v_i} [т/м] \text{ для 3-х категорий } (A+B+C_1), \quad (V.26)$$

где  $a_i$ ,  $b_i$  — прирост запасов в  $m$ .

Итак, оптимизация распределения средств состоит в том, чтобы при заданных затратах получить максимальный доход (первая задача) или при минимальных затратах получить заданный доход (вторая задача).

В разведочном бурении эти задачи реализуются в следующей постановке.

**Задача № 1.** При заданных в целом по отрасли капиталовложениях на глубокое разведочное бурение определить распределение их между отдельными районами, обеспечивающее наибольшие приросты запасов для 2-х и 3-х категорий. Обязательным условием является сохранение соотношения  $d$  между приростом запасов 3-х и 2-х категорий, обеспечивающие преимущественный прирост 3-х категорий ( $1 < d < 2$ ).

**Задача № 2.** При заданных в целом по отрасли приростах запасов 2-х и 3-х категорий определение капиталовложений по отдельным районам, при наименьшем объеме капиталовложений в целом по отрасли.

В качестве исходных данных используются показатели по году, предшествующему расчетному (табл. 37).

Одной из основных предпосылок рассматриваемой задачи является наличие связи между изменениями объемов бурения и эффективностью. Наличие такой связи несомненно. Оно определяется многими факторами, из которых основным являются: 1) степень разведанности; 2) количество месторождений и площадей; 3) количество площадей, подготовленных к глубокому разведочному бурению, и качество подготовки; 4) величина запасов, приходящихся на одно месторождение; 5) методика поисков и разведки; 6) объем перспективных и прогнозных запасов.

Пределы изменения в объемах бурения в расчетный период ставятся в зависимости от объемов проходки бурения в период, предшествующий расчетному. Таким путем вносится поправка на суще-

Пределы измерения объема проходки за предыдущий период ( $m-1$ ), м	Зависимость между объемами в расчетный период ( $m$ ) и в период, предшествующий расчетному ( $m-1$ )
$\frac{A_i^{(m-1)}}{C_i^{(m-1)}} > 200\ 000$	$0,90 \leq \frac{A_i^{(m-1)} C_i^{(m)}}{C_i^{(m-1)} A_i^{(m)}} \leq 1,10$
$100\ 000 < \frac{A_i^{(m-1)}}{C_i^{(m-1)}} \leq 200\ 000$	$0,85 \leq \frac{A_i^{(m-1)} C_i^{(m)}}{C_i^{(m-1)} A_i^{(m)}} \leq 1,15$
$50\ 000 < \frac{A_i^{(m-1)}}{C_i^{(m-1)}} \leq 100\ 000$	$0,80 \leq \frac{A_i^{(m-1)} C_i^{(m)}}{C_i^{(m-1)} A_i^{(m)}} \leq 1,20$
$\frac{A_i^{(m-1)}}{C_i^{(m-1)}} \leq 50\ 000$	$0,70 \leq \frac{A_i^{(m-1)} C_i^{(m)}}{C_i^{(m-1)} A_i^{(m)}} \leq 1,30$

твующие буровые мощности, способные выполнять запланированные объемы.

Зависимость эта в первом приближении представлена в табл. 38.

## § 2. Математическая постановка задач

Математическая постановка задач оптимального распределения капиталовложений производится по степени возрастания их сложности в зависимости от вида входящих в них функций. Решим две экстремальные задачи.

**Задача № 1.** Найти максимум функции

$$L_1 = \sum_i \frac{E_{1i}^{(m)} + E_{2i}^{(m)}}{C_i^{(m)}} A_i^{(m)}. \quad (\text{V.27})$$

при ограничениях

$$\sum_i A_i = A;$$

$$\sum_i \frac{E_{2i}^{(m)} - dE_{1i}^{(m)}}{C_i^{(m)}} A_i^{(m)} = 0; \quad (\text{V.28})$$

$$\frac{A_i^{(m)}}{C_i^{(m)}} = f\left(\frac{A_i^{(m-1)}}{C_i^{(m-1)}}\right);$$

$$E_{1i}^{(m)} = \Phi_1\left(\frac{A_i^{(m)}}{C_i^{(m)}}\right); \quad E_{2i}^{(m)} = \Phi_2\left(\frac{A_i^{(m)}}{C_i^{(m)}}\right),$$

$i = 1, \dots, N$  ( $N$  — число районов).

Задача № 2. Минимизировать функцию затрат

$$L_2 = \sum_i A_i^{(m)} \quad (V.29)$$

при ограничениях

$$\begin{aligned} \sum_i E_{1i}^{(m)} \frac{A_i^{(m)}}{C_i^{(m)}} &= a; \\ \sum_i E_{2i}^{(m)} \frac{A_i^{(m)}}{C_i^{(m)}} &= b; \\ \frac{A_i^{(m)}}{C_i^{(m)}} &= f\left(\frac{A_i^{(m-1)}}{C_i^{(m-1)}}\right); \end{aligned} \quad (V.30)$$

$$E_{1i}^{(m)} = \varphi_1\left(\frac{A_i^{(m)}}{C_i^{(m)}}\right); \quad E_{2i}^{(m)} = \varphi_2\left(\frac{A_i^{(m)}}{C_i^{(m)}}\right),$$

$$i = 1, \dots, N.$$

Несколько удобнее решать эти задачи относительно объемов бурения как функций капиталовложений в каждом районе. В дальнейшем индекс  $m$  при переменных  $v_i$ ,  $E_{1i}$  и  $E_{2i}$  и коэффициент  $C_i$  опускается.

Степень сложности задач зависит в большей мере от вида функций

$$\begin{aligned} E_{1i} &= \varphi_1(v_i), \\ E_{2i} &= \varphi_2(v_i). \end{aligned} \quad (V.31)$$

1. В первом приближении принято предположение о линейности связи между эффективностью и объемом бурения в районах:

$$\begin{aligned} E_{1i} &= \alpha_{1i}v_i + \beta_{1i}, \\ E_{2i} &= \alpha_{2i}v_i + \beta_{2i}. \end{aligned} \quad (V.32)$$

Параметры прямой  $\alpha_{1i}$ ,  $\beta_{1i}$  ( $\alpha_{2i}$ ,  $\beta_{2i}$ ), заданные в качестве исходных данных, могут быть как отрицательными, так и неотрицательными. При  $\alpha_{1i} = 0$  и одновременно  $\alpha_{2i} = 0$  обе задачи легко сводятся к задачам линейного программирования с ограничениями.

Задачи линейного программирования имеют дело с такими системами, которые не являются ни прибыльными, ни убыточными, так как производство в них подчиняется закону постоянной эффективности.

Поставленные задачи осложнены наличием двусторонней связи между объемами бурения в течение расчетного периода и периода, предшествующего расчетному (табл. 38), однако в таком виде они разрешимы. При неравенстве  $\alpha_{1i}$  и  $\alpha_{2i}$  нулю задачи становятся нелинейными. Частный случай, когда входящие в задачи функции выпуклы, может быть разрешен методами выпуклого программирования [30].

Тип зависи- мости	$v_i \geq v_i^{(m-1)}$	$v_i < v_i^{(m-1)}$
I	$E_i = E_i^{(m-1)}$	$E_i = E_i^{(m-1)}$
II	$E_i = \frac{E_i^{(m-1)}}{P} \left( Q - \frac{v_i}{v_i^{(m-1)}} \right)$	$E_i = E_i^{(m-1)}$
III	$E_i = \frac{E_i^{(m-1)}}{R} \left( \frac{v_i}{v_i^{(m-1)}} + D \right)$	$E_i = E_i^{(m-1)}$
IV	$E_i = E_i^{(m-1)}$	$E_i = \frac{E_i^{(m-1)}}{R} \left( \frac{v_i}{v_i^{(m-1)}} + D \right)$
V	$E_i = E_i^{(m-1)}$	$E_i = \frac{E_i^{(m-1)}}{P} \left( Q - \frac{v_i}{v_i^{(m-1)}} \right)$

Примечание.  $P=Q-1$ ;  $R=D+1$ .

Для оценки возможности решения задач методами выпуклого программирования необходимо проверить на выпуклость (вогнутость) функции  $L_{1,2}$  и ограничения, для чего приходится брать вторую производную по всем переменным  $v_i$ . В общем случае функции произвольны, методы выпуклого программирования не применимы, и приходится искать экстремум одной функции, предварительно избавившись от ограничений.

II. Приближение линейными зависимостями дает упрощенную связь между эффективностями и объемами бурения в районах. Несколько точнее эти связи выражаются при помощи двух пересекающихся прямых, одна из которых параллельна оси  $x$  ( $v$ ), другая направлена произвольно:

$$E_{1i} (E_{2i}) = \text{const},$$

$$E_{1i} (E_{2i}) = \alpha_{1i} v_i + \beta_{1i} (\alpha_{2i} v_i + \beta_{2i}). \quad (\text{V.33})$$

Практика показывает, что вид реальных кривых приближается к пяти типам таких зависимостей, по которым производится группировка районов (табл. 39).

Для решения задач необходимо просчитать по одному уравнению с ограничениями (в них встречаются линейные, квадратичные и зна-

копеременные составляющие), что представляет значительные трудности. Рассмотрим один из вариантов решения задач с помощью сведения их к совокупности задач более простого вида, подобного описанному в п. I.

Из табл. 39 видно, что эффективности  $E_{1i}$  ( $E_{2i}$ ) являются линейными функциями  $v$ , если независимо просчитывать уравнения для  $v_i < v_i^{(m-1)}$  и  $v_i \geq v_i^{(m-1)}$ . Иными словами, уравнения решаются в предположении, что в каждом районе объем бурения в расчетный период может быть или больше, или не больше объема бурения за предыдущий период. Имея в виду, что для районов I группы эффективность постоянна, количество вариантов, которые надо просчитать, становятся  $z = r^{N-g}$ , где  $g$  — число районов I группы одновременно для 2-х и 3-х категорий ( $g = 5 \div 10$ ;  $N = 20 \div 30$ ).

Пусть для  $i$ -того района в соответствии с условием  $v_i < v_i^{(m-1)}$  поставим «1», а с условием  $v_i \geq v_i^{(m-1)}$  — «0». Тогда каждый новый вариант будет организовываться в соответствии с  $(N - g)$  — разрядным двоичным кодом; «1» и «0» в разрядах указывают, какой конкретно коэффициент при переменных используется в данном  $k$ -том варианте.

Для того чтобы не менять все коэффициенты при переходе от варианта к варианту, а производить замену коэффициентов только для одного района, номера вариантов кодируются с помощью циклического кода Грѐа. В этом коде при возрастании или убывании числа на единицу изменяется только одна двоичная цифра, переход от обычного двоичного кода к циклическому выполняется за две машинные операции (сдвиг и суммирование по mod 2). [25].

Необходимо отметить, что в общем случае все варианты задач нелинейны, т. е. эффективность некоторого района для 2-х (или 3-х) категорий могут зависеть от объема бурения во всех вариантах.

Этого не произойдет, если в распределении районов по группам I—V отсутствуют сочетания II—IV; II—V; III—IV; IV—II; IV—III; V—II; V—III и т. д. в  $i$ -том районе. Тогда этот вариант может быть просчитан как задача с постоянными коэффициентами [69, 70].

III. Практически в качестве исходных данных задается таблица или график  $E_i = E(v_i)$ , где зависимости между эффективностью и объемом бурения в районе представляются в виде «облака» точек, у которых все же можно заметить общую тенденцию изменения (рис. 41). В этом случае можно выразить зависимости между эффективностью и объемом бурения с помощью кривых гиперболического типа (одно из крайних состояний кривых гиперболического типа — пересекающиеся прямые).

Итак, совершенно очевидно, что сравнительно незначительное изменение вида зависимостей, входящих в уравнение задач, приводит к резко возрастающему их усложнению. Одновременно очевидно, что вид этих зависимостей весьма приблизителен и неточен, так как помимо них существует еще целый ряд не учтенных зависимостей. Иллюстрацией резко возрастающей громоздкости задач при

переходе к приближению II может служить время, необходимое для их решения, которое будет значительно больше времени решения задач в первом приближении. Если не пользоваться разделением задач № 1 и 2 на подзадачи, появляются уравнения чрезвычайно сложного вида.

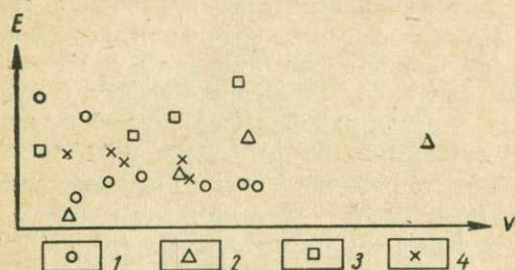


Рис. 41. Зависимость между эффективностью  $E$  и объемом бурения  $V$ .

1 — районы II группы; 2 — районы III группы; 3 — районы IV группы; 4 — районы V группы.

### § 3. Решение некоторых упрощенных задач

Для решения задач необходимо принять допущение о постоянстве эффективности. Такое допущение во многом правомерно при сравнительно небольших изменениях объема бурения, т. е. таких изменениях, которые имеют место в практике поисково-разведочных работ при небольшом временном интервале планирования. В качестве иллюстрации приводится пример для трех районов (табл. 40).

Таблица 40

Районы	Капитальные вложения $A_i \cdot 10^6$ , руб. (предшествующий год)	Стоимость 1 м проходки $C_i$ , руб/м		Прирост запасов 2-х категорий $a_i$ , млн. т (предшествующий год)	Прирост запасов 3-х категорий $b_i$ , млн. т (предшествующий год)
		расчетный год	предшествующий год		
1	20	90	70	50	60
2	40	150	140	30	35
3	10	160	170	5	10

В соответствии с исходными данными требуется распределить капиталовложения в размере  $A = 80$  млн. руб. между тремя районами так, чтобы обеспечить наибольшие приросты запасов 2-х и 3-х категорий при сохранении соотношения между этими категориями, равного  $d = 1,24$ .

#### Предварительный расчет

Рассчитываются значения:

$$v_1^{(m-1)} = 0,28 \cdot 10^6 \text{ м}; \quad v_2^{(m-1)} = 0,28 \cdot 10^6 \text{ м}; \quad v_3^{(m-1)} = 0,060 \cdot 10^6 \text{ м};$$

$$E_{11} = 175 \text{ т/м}; \quad E_{12} = 105 \text{ т/м}; \quad E_{13} = 85 \text{ т/м}; \quad E_{21} = 210 \text{ т/м};$$

$$E_{22} = 122 \text{ т/м}; \quad E_{23} = 170 \text{ т/м};$$

$$v_1^{(m-1)}, \quad v_2^{(m-1)} > 200\,000 \text{ м}$$

$$100\,000 \text{ м} \geq v_3^{(m-1)} > 50\,000 \text{ м}, \text{ т. е.}$$

$$0,254 \cdot 10^6 \text{ м} < v_{1,2} \leq 0,310 \cdot 10^6 \text{ м},$$

$$0,050 \cdot 10^6 \text{ м} < v_3 \leq 0,075 \cdot 10^6 \text{ м}.$$

### Постановка математической задачи

Найти максимум линейной формы

$$L_1 = \sum_i (E_{1i} + E_{2i}) v_i$$

при соблюдении ограничений на объем бурения и при условиях:

$$\sum_i c_i v_i = A,$$

$$\sum_i (E_{2i} - dE_{1i}) v_i = 0,$$

$$E_i = E_i^{(m-1)},$$

$$i = 1, \dots, N.$$

### Введение конкретных данных

$$1) \quad L_1 = (175 + 210) v_1 + (105 + 122) v_2 + (85 + 170) v_3;$$

$$2) \quad 90 v_1 + 150 v_2 + 160 v_3 = 8 \cdot 10^6;$$

$$\text{выбираем } d = 1,24;$$

$$3) \quad (210 - 175 \cdot 1,24) v_1 + (122 - 105 \cdot 1,24) v_2 +$$

$$+ (170 - 85 \cdot 1,24) v_3 = 0;$$

$$0,254 \cdot 10^6 < v_1 \leq 0,310 \cdot 10^6,$$

$$0,254 \cdot 10^6 < v_2 \leq 0,310 \cdot 10^6,$$

$$0,050 \cdot 10^6 < v_3 \leq 0,075 \cdot 10^6.$$

### Решение задачи

При решении используется возможность привести ограничения — равенства к функциям вида

$$v_1 = 1,94 \cdot 10^6 + 33,30 v_3,$$

$$v_2 = 1,69 \cdot 10^6 - 21,00 v_3.$$



$$\begin{aligned}v_1 &= 0,255 \cdot 10^6 \text{ м} \\v_2 &= 0,255 \cdot 10^6 \text{ м} \\v_1 &= 0,310 \cdot 10^6 \text{ м} \\v_2 &= 0,310 \cdot 10^6 \text{ м}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}v_3 &= 0,666 \cdot 10^6 \text{ м} \\v_3 &= 0,069 \cdot 10^6 \text{ м} \\v_3 &= 0,068 \cdot 10^6 \text{ м} \\v_3 &= 0,066 \cdot 10^6 \text{ м}\end{aligned}$$

Вычисленные значения  $v_1$ ,  $v_2$  и  $v_3$ , приведены в табл. 41.

При этих значениях  $L$  достигает максимальной величины ( $\approx 200 \cdot 10^6$ ), когда  $v_1 = 0,310 \cdot 10^6 \text{ м}$ ;  $v_2 = 0,275 \cdot 10^6 \text{ м}$ ;  $v_3 = 0,068 \cdot 10^6 \text{ м}$  (рис. 42). Действительно,

$v_1, v_2, 10^6 \text{ м}$

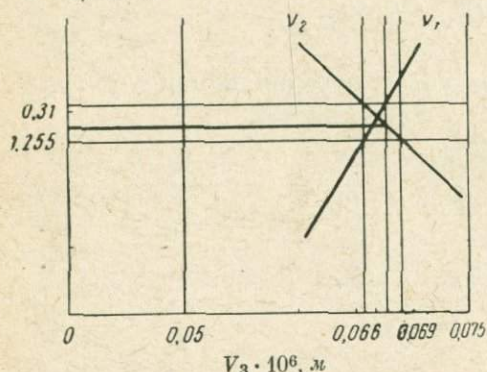


Рис. 42. Задача распределения капиталовложений.

при этих значениях объемов выполняется требуемое соотношение между эффективностями и каждому району выделяется 28, 41, 11 млн. руб., соответственно.

Подобный подход к задаче оптимизации дает возможность на данном этапе непосредственно решить проблему распределения капиталовложений.

Этим, однако, проблема не завершена. Можно продолжить дальнейшее уточнение вида входящих переменных, расширение набора

ограничений и условий, накладываемых на эти переменные в зависимости от конкретной задачи.

Необходимо отметить, что рассмотренная математическая модель пригодна для решения целого ряда задач оптимизации, составляющих общую проблему рационального хозяйствования в одной из важных отраслей нефтяной и газовой промышленности, например, рациональной разработки месторождений, организации поисков нефти и газа и т. д.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Альбом палеток и номограмм трехэлектродного бокового каротажа АБК-3. Под ред. Сохранова Н. Н. М., изд-во «Недра», 1965
2. Альбом теоретических кривых электрического каротажа скважин. М., изд-во «Недра», 1965.
3. Андерсен Т. Введение в многомерный статистический анализ. Пер. с англ. М., Физматгиз, 1963.
4. Баллах И. Я., Мирчинк М. Ф. О возможности применения сейсморазведки для прямых поисков залежи нефти и газа. Докл. АН СССР, т. 126, № 6, 1959.
5. Барнинова О. И., Губерман Ш. А., Извекова М. Л. Преобразование исходного пространства параметров при решении задач диагностики с помощью программ узнавания. Геология и геофизика, № 10, 1969.
6. Березкин В. М. Использование полного вертикального градиента силы тяжести для определения глубины источников гравитационных аномалий. Сб. «Разведочная геофизика», вып. 18. М., изд-во «Недра», 1967.
7. Берзон И. С. и др. Динамические характеристики сейсмических волн в реальных средах. М., изд-во АН СССР, 1962.
8. Бонгард М. М. О понятии полезная информация. Сб. «Проблемы кибернетики», вып. 9. М., Физматгиз, 1963.
9. Бонгард М. М. и др. Опыт использования обучающейся программы для выявления нефтеносных пластов. Сб. «Проблемы расширения возможностей автоматов», № 5. Ротапринт, 1964.
10. Борисов А. А. Глубинная структура территории СССР по геофизическим данным. М., изд-во «Недра», 1967.
11. Быков Р. И., Холин А. И. Оценка возможной нефтегазоносности разведочных площадей с помощью программ распознавания. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1965, № 12.
12. Вайнцвайг М. Н. Об одном алгоритме распознавания двоичных кодов. Сб. «Проблемы передачи информации», т. 2, вып. 3. Тр. ИАТ. М., изд-во АН СССР, 1966.
13. Вендельштейн Б. Ю., Элланский М. М. О влиянии адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости. Сб. «Прикладная геофизика», вып. 40. М., изд-во «Недра», 1964.
14. Вилли М. Р. Применение данных нейтронного гамма-метода при интерпретации диаграмм электрометрии скважин. Пер. с англ. Сб. «Вопросы промышленной геофизики». М., Гостоптехиздат, 1957.
15. Волков А. М. Использование алгоритмов распознавания образцов для разделения поднятий на газоносные и водоносные. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 18. Тюмень, Ротапринт, 1968.
16. Волков А. М. и др. Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 8. М., изд-во «Недра», 1963.
17. Годин Ю. Н. и др. Особенности строения земной коры запада Средней Азии. Докл. АН СССР, т. 146, № 4, 1962.

18. Грекова Е. С. О полезности информации. «Наука и жизнь» № 2, 1967.
19. Губерман Ш. А., Кожевников Д. А. Восстановление истинных законов изменения полей по интегральным характеристикам. Изв. АН СССР, серия геофиз., № 7, 1962.
20. Губерман Ш. А., Овчинникова М. И. О некоторых возможностях использования статистических характеристик геологических разрезов. Изв. АН СССР, серия геофиз., № 7, 1964.
21. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Гостоптехиздат, 1962.
22. Деменицкая Р. М. Кора и мантия земли. Л., изд-во «Недра», 1967.
23. Добрынин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М., изд-во «Недра», 1965.
24. Диткин В. А., Прудников А. П. Интегральные преобразования и операционное исчисление. СМБ. М., Физматгиз, 1961.
25. Дроздов Е. А., Пятибратов А. П. Автоматическое преобразование и кодирование информации. М., изд-во «Советское радио», 1964.
26. Дядькин И. Г., Лисиненков А. Т., Понятов Г. И. Об ускорении сходимости метода Монте-Карло при решении задач радиоактивного каротажа. Журнал вычислительной математики и математической физики 1965, № 4.
27. Залаев Н. З. Оценка нефтеносности карбонатных пород месторождений Татарии по данным комплекса индукционного бокового и радиокаротажа. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1966, № 7.
28. Зверев Г. Н. Метод информационной модели в теории индукционного каротажа. Изв. вузов «Геология и разведка», 1965, № 10.
29. Зверев Г. Н., Халилов Д. Д., Головацкая И. Б. Применение алгоритма распознавания образов для интерпретации промыслово-геофизических данных в Башкирии. Тр. МИНХиГП, вып. 62. М., изд-во «Недра», 1966.
30. Зуховицкий С. И., Андреева Л. И. Линейное и выпуклое программирование. М., изд-во «Наука», 1967.
31. Каратаев Г. И. Корреляционная схема геологической интерпретации гравитационных и магнитных аномалий. Новосибирск, изд-во «Наука», 1966.
32. Козлов В. Ф., Двали М. Ф. Опыт применения последовательного статистического анализа для выявления комплекса критериев оценки промышленной нефтеносности локальных структур. «Геология нефти и газа», 1967, № 2.
33. Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1962.
34. Коган Б. Ю. Размерность физической величины. М., изд-во «Наука», 1968.
35. Комаров В. Л. Статистическая оценка коллекторских параметров песчаных пластов. Тр. УфНИИ, вып. 8. М., Гостоптехиздат, 1962.
36. Комаров С. Г. и др. Определение пористости по показаниям малых градиент-зондов. Сб. «Прикладная геофизика», вып. 35. М., Гостоптехиздат, 1962.
37. Комплексная интерпретация геологических и геофизических данных на вычислительных машинах. Тр. МИНХиГП, вып. 62. М., изд-во «Недра», 1966.
38. Кремс А. Я. и др. Основные итоги геофизических исследований в Тимано-Печорской нефтегазосной провинции и перспективы их дальнейшего развития. «Геология нефти и газа», 1966, № 4.
39. Куликович А. Е. О ценности геолого-геофизической информации. Геофизический сборник, вып. 3 (14). Киев, изд-во «Научная мысль», 1965.
40. Куликович А. Е. Основные принципы машинной обработки каротажных кривых. Сб. «Автоматическая обработка и преобразование геофизической информации», вып. 1. М., изд-во «Недра», 1965.

41. Линник Ю. В. Метод наименьших квадратов и основы теории обработки наблюдений. М., Физматгиз, 1962.
42. Лоули Д., Максвелл А. Факторный анализ как статистический метод. Пер. с англ. М., Физматгиз, 1968.
43. Калинин В. Ф., Ручкин А. В. Использование данных гаммакаротажа для литологического расчленения отложений девона восточной части Припятской впадины. Сб. «Методика и геологические результаты геофизических исследований Припятской впадины». Минск, изд-во «Наука и техника», 1967.
44. Марморштейн Л. М. Влияние давления на физические свойства коллекторов нефти и газа. М., ОНТИ ВИАМС, 1967.
45. Марморштейн Л. М., Элланский М. М. Применение статистических методов для оценки физических свойств горных пород в условиях, близких к пластовым. Уч. зап. НИИГА. «Региональная геология», вып. 10, Ротапринт, 1967.
46. Марковец Г., Хауснер Б., Карр Г. Симскрипт Алгоритмический язык для моделирования. М., Изд-во «Советское радио», 1966.
47. Медовский И. Г., Комарова Г. М. О возможной природе локальных гравитационных минимумов над залежами нефти и газа. «Геология нефти и газа», 1959, № 11.
48. Медовский И. Г. О возможности использования геологических методов для оценки промышленной нефтегазоносности структур. Сб. «Состояние и перспективы развития разведочной геофизики». М., Гостоптехиздат, 1961.
49. Миловидов К. Н. Вопросы экономической эффективности промыслово-геофизических исследований скважин. Дисс. на соискание уч. степ. канд. экономич. наук. М., МИНХиГП, 1968.
50. Остистый Б. К. и др. Критерии оценки промышленной нефтегазоносности низкообыквойской подспиты на локальных структурах Северного Сахалина. «Геология нефти и газа», 1968, № 2.
51. Петров Л. П., Элланский М. М. Учет изменения пористости образцов горных пород в зависимости от давления и температуры. Тезисы докладов Всесоюзной межвузовской научной конференции с участием научно-исследовательских институтов по физике горных пород и процессов. М., Ротапринт, 1967.
52. Петров А. П., Зенкин Г. М. Анализ изображения, применяемый в модели, обучающей узнаванию зрительных образов. Сб. «Информационно-поисковые системы и автоматизированная обработка научно-технической информации», т. 3. М., изд-во «Наука», 1967.
53. Пирсон С. Д. Справочник по интерпретации данных каротажа. М., изд-во «Недра», 1966.
54. Рутман А. М., Элланский М. М. Анализ связей пористости с электрическими параметрами пласта. «Нефть и газ», 1967, № 3.
55. Седов Л. И. Методы подобия и размерностей в механике и технике. М., изд-во «Наука», 1967.
56. Сохранов Н. Н., Чуринова И. М., Шкураль Р. М. Литологическое расчленение разреза скважин и выделение коллекторов при помощи вычислительных машин. Сб. «Прикладная геофизика», вып. 48. М., изд-во «Недра», 1966.
57. Справочник геофизика, т. II, под ред. С. Г. Комарова. Геофизические методы исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1963.
58. Турбович И. Т. Об оптимальном методе опознавания образов при взаимокоррелированных признаках. Сб. «Опознавание образов». М., изд-во «Наука», 1965.
59. Фэтт М. Влияние горного и пластового давления на параметр пористости. Сб. «Промысловая геофизика», вып. 1. М., Гостоптехиздат, 1959.
60. Ханин А. А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1963.
61. Харкевич А. А. О ценности информации. Сб. «Проблемы кибернетики», вып. 4. М., Физматгиз, 1969.
62. Холин А. И. и др. Использование средств кибернетики для анализа

геолого-геофизических факторов, определяющих нефтегазоносность локальных структур. Сб. «Доклады советских геологов на XXIII сессии Международного геологического конгресса». М., изд-во «Наука», 1968.

63. Худсон Д. Статистика для физиков. Пер. с англ. М., изд-во «Мир», 1967.

64. Чекалин Л. М. Газовый каротаж скважин и геологическая интерпретация его результатов. М., изд-во «Недра», 1965.

65. Чернов Г., Мозес Л. Элементарная теория статистических решений. М., изд-во «Советское радио», 1962.

66. Элланский М. М. Использование методов промысловой геофизики при поисках и разведки подземных хранилищ газа. Сб. «Подземное хранение природного газа». Серия «Добыча и хранение газа». М., изд-во «ЦНИИТЭ-нефтегаз», 1964.

67. Элланский М. М. Изучение связей между газонепроницаемостью песчаных пород и их геофизическими параметрами. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1967, № 1.

68. Элланский М. М. и др. Применение многомерного регрессионного анализа в газонефтяной геологии и геофизике. Сб. «Доклады советских геологов на XXIII сессии Международного геологического конгресса». М., изд-во «Наука», 1968.

69. Юдин Д. Б., Гольштейн Е. Г. Задачи и методы линейного программирования. М., изд-во, «Советское радио», 1964.

70. Юдин Д. Б., Гольштейн Е. Г. *Линейное программирование*. М., Физматгиз, 1963.

71. Яглом А. М., Яглом И. М. Вероятность и информация. М., Физматгиз, 1959.

72. Breitenbach E. A. Computer Evaluation of hogs. Journal of Petroleum Technol., vol. IV, 1966.

73. Owen I. E., Creer W. I. The guard electrode logging sistem. Petrol. trans., vol. 192, 1951.

74. Georg G. F., Smith H. W., Bostick F. X. Application of inverse filters to induction log analyses. Geophysics, vol. XXIX, № 1, 1964.

## О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр.
Введение (А. И. Холин) . . . . .	3
<b>Часть первая. Общие вопросы использования математических методов в газонефтяной геологии и геофизике</b>	
<b>Глава I. Использование математических методов при решении задач классификации геологических объектов (А. П. Петров) . .</b>	<b>10</b>
§ 1. Методы решения задач классификации геологических объектов . . . . .	10
§ 2. Краткое описание алгоритмов классификации . . . . .	14
<b>Глава II. Оценка параметров геологических объектов по косвенным данным . . . . .</b>	<b>18</b>
§ 1. Задачи оценки параметров по косвенным измерениям (М. М. Элланский, Г. Н. Зверев, А. П. Петров) . . . . .	18
§ 2. Математическая модель (М. М. Элланский) . . . . .	19
§ 3. Метод оценки неизвестных коэффициентов (М. М. Элланский) . . . . .	20
§ 4. Оценка погрешности предсказания параметра по косвенным данным (М. М. Элланский) . . . . .	22
§ 5. Краткое описание некоторых алгоритмов построения функции $y(x)$ (М. М. Элланский) . . . . .	24
<b>Глава III. Методические вопросы, связанные с постановкой и решением задач классификации геологических объектов и оценки их параметров по косвенным данным (М. М. Элланский) . . . . .</b>	<b>25</b>
§ 1. Организация пространства параметров и выборки для построения решающего правила . . . . .	25
§ 2. Использование метода размерности при выборе множества функций $f(x)$ . . . . .	26
§ 3. Точность оценок параметров по косвенным измерениям . . . . .	29
§ 4. Оценка информативности геолого-геофизических характеристик . . . . .	30
<b>Часть вторая. Задачи промысловой геофизики</b>	
<b>Глава I. Оценка продуктивности коллекторов со сложной структурой порового пространства с помощью программ распознавания . . . . .</b>	<b>33</b>
§ 1. Разделение коллекторов на продуктивные и непродуктивные в терригенных отложениях (О. И. Баринаева) . . . . .	34
§ 2. Оценка продуктивности карбонатных отложений (Г. Н. Зверев, О. И. Баринаева) . . . . .	39
§ 3. Разделение горных пород более чем на два класса (М. М. Элланский) . . . . .	44

§ 4. Разделение пластов на газоносные, нефтеносные и водоносные по данным газометрии скважин ( <i>М. М. Элланский</i> ) . . . . .	48
<b>Глава II. Оценка параметров горных пород по промыслово-геофизическим данным с помощью многомерного регрессионного анализа</b> . . . . .	52
§ 1. Многомерные стохастические зависимости между физическими и коллекторскими свойствами образцов горных пород ( <i>М. М. Элланский</i> ) . . . . .	52
§ 2. Подготовка статистического материала для изучения многомерных связей между коллекторскими свойствами горных пород и скважинными промыслово-геофизическими величинами ( <i>М. М. Элланский</i> ) . . . . .	56
§ 3. Оценка открытой пористости терригенных отложений по комплексу промыслово-геофизических данных ( <i>М. М. Элланский, Т. Н. Трошко, А. М. Рутман, О. Н. Кропотов</i> ) . . . . .	60
§ 4. Оценка проницаемости терригенных пород по комплексу промыслово-геофизических характеристик ( <i>М. М. Элланский, А. М. Рутман</i> ) . . . . .	71
§ 5. Оценка нефтенасыщенности терригенных отложений ( <i>М. М. Элланский, М. С. Кравчук</i> ) . . . . .	74
§ 6. Анализ результатов исследования взаимосвязей между коллекторскими свойствами и промыслово-геофизическими характеристиками терригенных пород ( <i>М. М. Элланский, М. С. Кравчук</i> ) . . . . .	75
§ 7. Оценка коллекторских свойств горных пород по геофизическим данным для подсчета запасов и контролирования разработки месторождений нефти и газа ( <i>М. М. Элланский</i> ) . . . . .	77
<b>Глава III. Организующая система автоматической непрерывной интерпретации промыслово-геофизических данных на цифровых вычислительных машинах</b> ( <i>Г. Н. Зверев</i> ) . . . . .	81
§ 1. Принципы организации системы автоматической интерпретации . . . . .	82
§ 2. Непрерывная интерпретация промыслово-геофизических материалов на ЭВМ . . . . .	86
§ 3. Результаты непрерывной интерпретации . . . . .	95
<b>Часть третья. Задачи полевой геофизики</b>	
<b>Глава I. Использование многомерных корреляционных связей при изучении мощности земной коры запада Средней Азии и Предкавказья</b> ( <i>В. И. Шрайбман, Б. Н. Большаков, Н. Г. Титкова</i> ) . . . . .	102
<b>Глава II. Сравнительный статистический анализ геолого-геофизической информации о строении земной коры Средней Азии, Предкавказья и других районов</b> ( <i>В. И. Шрайбман, Б. Н. Большаков</i> ) . . . . .	108
§ 1. Статистический материал и методика исследований . . . . .	108
§ 2. Анализ корреляционных связей рельефа поверхности Мохоровичича с геолого-геофизическими параметрами . . . . .	111
§ 3. Анализ корреляционных связей рельефа поверхности фундамента с геолого-геофизическими параметрами . . . . .	113
§ 4. Анализ корреляционных связей аномалий Буге с различными геолого-геофизическими параметрами . . . . .	115
<b>Глава III. Использование комплексных геолого-геофизических данных при изучении строения локальных структур</b> ( <i>В. И. Шрайбман, О. И. Полин</i> ) . . . . .	118

## Часть четвертая. Задачи поисков и разведки нефти и газа

Глава I. Прогноз продуктивности локальных структур по совокупности геолого-геофизических показателей (А. И. Холин, Р. А. Леонова, З. И. Жорина) . . . . .	125
§ 1. Геологическая постановка задачи . . . . .	125
§ 2. Результаты исследований на платформенной части территории Предкавказья и Средней Азии . . . . .	132
§ 3. Анализ относительной информативности отдельных геолого-геофизических показателей . . . . .	152
§ 4. Оптимизация исходной совокупности геолого-геофизических показателей . . . . .	160
Глава II. Использование многомерного регрессионного анализа при выявлении залежей нефти и газа по комплексу полевых геофизических наблюдений (М. М. Элланский, Е. О. Герасимова, В. И. Власова) . . . . .	161
§ 1. Постановка задачи . . . . .	161
§ 2. Результаты исследований . . . . .	163
Глава III. Применение факторного анализа для обнаружения газовых залежей по данным поверхностной геохимической съемки (Э. А. Калинина) . . . . .	167
§ 1. Методика использования факторного анализа . . . . .	167
§ 2. Применение факторного анализа для изучения газовых полей на площадях Шахпахты, Култак и Гасоюк . . . . .	170
<b>Часть пятая. Вопросы экономики</b>	
Глава I. Оценка экономической эффективности промыслово-геофизических исследований скважин . . . . .	173
§ 1. Общая схема оценки эффективности методов промысловой геофизики (К. М. Миловидов, Г. Н. Зверев) . . . . .	173
§ 2. Реализация схемы теории решений для задачи выделения продуктивных пластов (К. М. Миловидов) . . . . .	178
§ 3. Применение статистических методов оценки эффективности на месторождениях Туркмении (К. М. Миловидов) . . . . .	182
§ 4. О соотношении критериев геологической и экономической эффективности промыслово-геофизических исследований (К. М. Миловидов) . . . . .	186
Глава II. Организация и планирование разведочных работ на нефть и газ как задача оптимального распределения капиталовложений (Е. О. Герасимова, И. П. Жабров) . . . . .	191
§ 1. Общая постановка задачи . . . . .	191
§ 2. Математическая постановка задач . . . . .	194
§ 3. Решение некоторых упрощенных задач . . . . .	198
Список литературы . . . . .	201



Элланский Михаил Михайлович,  
Холин Аркадий Иванович,  
Зверев Геннадий Никифорович,  
Петров Александр Павлович

**МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ  
В ГАЗОНЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ  
И ГЕОФИЗИКЕ**

Научные редакторы: М. М. Элланский,  
А. И. Холин  
Редактор издательства Т. И. Борушко  
Техн. редактор Л. Г. Лаврентьева  
Корректор В. И. Ионкина

Сдано в набор 23/VIII 1971 г.  
Подписано в печать 21/XII 1971 г.  
Т-16967. Формат 60 × 90<sup>1/8</sup>.  
Печ. л. 13. Уч.-изд. л. 13,25.  
Бумага № 2. Индекс 1—4—1.  
Заказ 683/271—3. Тираж 2700 экз.  
Цена 1 р. 57 к.

Издательство «Недра». Москва, К-12,  
Третьяковский проезд, 1/19.  
Ленинградская типография № 14 «Красный  
Печатник» Главполиграфпрома  
Комитета по печати при Совете Министров СССР.  
Московский пр., 91.

1р. 57к.

347

ИДРА-1972