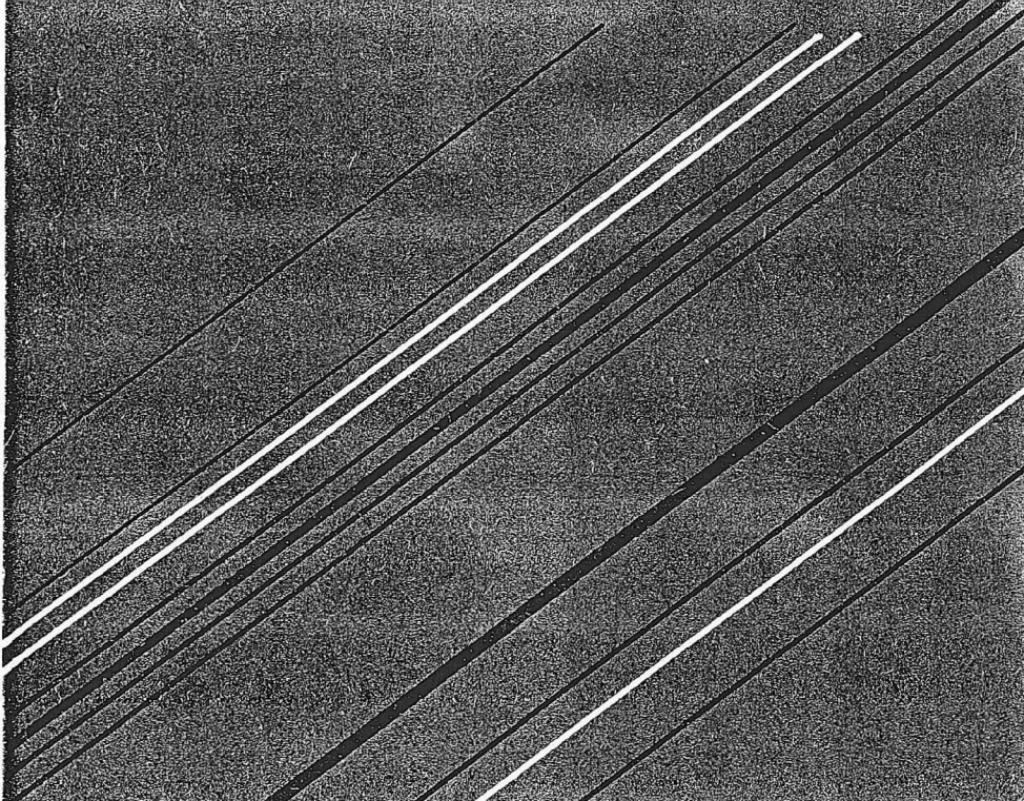


М.М. Элланский
Б.Н. Еникеев

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОМЕРНЫХ СВЯЗЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ



М.М. Элланский
Б.Н. Еникеев

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
МНОГОМЕРНЫХ
СВЯЗЕЙ
В НЕФТЕГАЗОВОЙ
ГЕОЛОГИИ

ПОДГОТОВКА
OILCRAFT.RU



Москва "Недра" 1991

ББК 26.3
Э 47
УДК 553.98

Рецензент д-р физ.-мат. наук *В.И. Аронов*

Э $\frac{2503010100-397}{043(01)-91}$ 323-91

© М.М. Элланский, Б.Н. Еникеев, 1991

ISBN 5-247-01290-9

ПРЕДИСЛОВИЕ

Многомерные связи – один из основных инструментов изучения таких сложных систем, какими являются все без исключения геологические объекты, одно из самых эффективных средств решения прогнозных задач нефтегазовой геологии, т.е. задач косвенной оценки тех или иных характеристик геологических объектов в момент, когда эти характеристики непосредственно не могут быть измерены. К числу таких характеристик относятся начальные извлекаемые потенциальные ресурсы нефти и газа нефтегазоносных территорий (провинций, областей, зон нефтегазоносности, отдельных месторождений и залежей) на самых ранних стадиях поисково-разведочных работ на нефть и газ; нефтегазоотдача залежи до начала ее разработки; фильтрационно-емкостные свойства и нефтегазонасыщенность пласта, вскрытого скважиной и т.д.

Несмотря на более чем двадцатипятилетний период внедрения в геологию математических методов и ЭВМ, современная методология решения геологических задач, в частности изучения и использования многомерных взаимосвязей, не находит применения среди широких масс геологов, оставаясь уделом энтузиастов-одиночек. Такое положение можно объяснить несколькими причинами. Первая – это чисто формальный подход к изучению многомерных взаимосвязей, используемый в большинстве случаев. Исследуемая взаимосвязь без достаточной содержательной проработки аппроксимируется многочленом высокой степени. В таком виде в лучшем случае она может быть использована для решения практических задач применительно к данному объекту или к данной группе объектов. При переходе к другому объекту или к другой группе объектов исследования многомерных взаимосвязей надо производить заново. Следовательно, повторяется та же ситуация, которая имела место при использовании двумерных связей. Например, при интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) необходимо предварительно изучить связи между геофизическими величинами и фильтрационно-емкостными свойствами отложений. На какой-то конкретной площади такие связи изучаются по данным керна, в подавляющем числе случаев – чисто статистически, т.е. аппроксимируются степенными полиномами с помощью статистического метода наименьших квадратов. При переходе к новому объекту (новой площади) все исследования повторяются заново, после того как будет отобран и исследован керн. "Памятью" о прошлых исследованиях или накопленным научным потенциалом будут в лучшем случае сведения о виде изучаемых зависимостей. Такая картина наблюдалась, когда в петрофизике использовались только двумерные связи. Такая картина наблюдается и сегодня, когда помимо двумерных стали использовать и многомерные связи. В результате мы сталкиваемся с парадоксальным положением: в большинстве "старых"

нефтегазоносных районов страны отмечается недостаточная петрофизическая обеспеченность геофизических исследований скважин. Чтобы это положение изменить, необходимо при изучении многомерных взаимосвязей в нефтегазовой геологии использовать так называемую методологию многофакторного эксперимента (см. гл. 1), которая дает рецепт изучения не частных статистических, а общих связей, позволяющих не только решать практические задачи, но и вскрывать причинно-следственный механизм изучаемых закономерностей.

Еще одна причина, тормозящая широкое внедрение в практику нефтегазовой геологии многомерных взаимосвязей и их систем — отсутствие в большинстве производственных организаций в достаточном объеме современной вычислительной техники.

Цель настоящей книги — дать специалистам, работающим в нефтегазовой геологии, сведения о методологических основах изучения многомерных взаимосвязей между свойствами геологических объектов и привести примеры использования многомерных взаимосвязей и их систем для решения задач нефтегазовой геологии, в основном задач изучения фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазонасыщенности вскрытых скважинами отложений по данным ГИС, и задачи прогноза коэффициента нефтеизвлечения до начала разработки залежи по ее геолого-техническим характеристикам.

При написании книги авторы широко использовали не только свои разработки, но и наиболее важные, с точки зрения авторов, работы советских и зарубежных специалистов в областях методологии и методики применения математических методов и ЭВМ в геологии (Ю.А. Воронина, А.Б. Вистелиуса, Ш.А. Губермана, Д.А. Родионова, И.П. Шарапова и др.), петрофизики и интерпретации данных ГИС (В.Н. Дахнова, В.Н. Кобрановой, Б.Ю. Вендельштейна, В.М. Добринина и др., а также М. Вилли, В. Виндзауэра, Ф. Перкинса, К. Жакена, А. Пупона, М. Ваксмана, Л. Смита и др.), геологического обеспечения разработки (М.М. Ивановой, Л.Ф. Дементьева, В.Г. Каналина, Б.А. Багирова и др.).

В написании отдельных параграфов книги помимо авторов принимали участие И.Н. Набока (§ 3 гл. 5), Т.Н. Кольчицкая (§ 1 гл. 7), К.М. Аджай (§ 2 гл. 6 и § 2 гл. 7), А.М.К. Бассаль (§ 1 гл. 7).

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

МНОГОМЕРНЫЕ СВЯЗИ И ИХ СИСТЕМЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

ГЛАВА 1

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИЗУЧЕНИЯ МНОГОМЕРНЫХ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

§ 1. Принципы математического моделирования взаимосвязей между характеристиками объектов нефтегазовой геологии и общая схема построения математических моделей этих взаимосвязей

Как известно, методология науки представляет собой учение о принципах и способах научного познания. Для наших целей нужно рассмотреть принципы и способы изучения многомерных связей между характеристиками геологических объектов. Мы будем касаться только вопросов изучения многомерных связей с помощью их математических моделей. При этом под математической моделью будем понимать [62] математическое описание процессов, помогающее анализировать их и делать разумные предположения. При этом процессом будем называть серию реальных операций и обработок исходных материалов.

Математические модели многомерных связей между характеристиками объектов нефтегазовой геологии чаще всего имеют вид уравнений или формул, выражающих какую-то одну характеристику в виде многомерной функции других характеристик.

Принципы математического моделирования. Принцип 1 (сложности). При построении моделей взаимосвязей между характеристиками геологических объектов, любой объект следует рассматривать как сложную, плохо организованную, или диффузную систему. Чтобы лучше понять этот принцип, напомним, что такие простые и сложные диффузные системы [38, 62]. Простая система описывается небольшим числом характеристик, имеющих одну и ту же физическую природу и независимых друг от друга. Наиболее типичный пример такой системы – трехмерное пространство, в котором движется материальная точка. Характеристики системы, описывающие ее поведение (движение точки), координаты точки X, Y, Z . Они имеют одну и ту же природу и являются независимыми. Расстояние, пройденное точкой от начала координат

$$R = \sqrt{X^2 + Y^2 + Z^2}. \quad (1.1)$$

В простой системе можно изучать отдельно влияние каждой ее характеристики (X, Y, Z) на интересующее нас поведение системы – R , т.е.

можно изучить самостоятельно R как функцию $X, Y, Z: R = f_1(X)$, $R = f_2(Y)$, $R = f_3(Z)$, а затем получить многомерную функцию или модель $R = f(X, Y, Z)$.

Рассмотренная методология изучения простых систем — методология однофакторного эксперимента, широко применяется со времен И. Ньютона во всех естественных науках, в том числе и в геологии. Неправомочность ее применения покажем на примере изучения связи между открытой пористостью и медианным диаметром зерен образцов песчаников, выполненного М.К. Калинко и В. Энгельгардтом [62, 64]. М.К. Калинко установил, что для разнородной коллекции терригенных образцов эта связь прямая, т.е. обе характеристики возрастают одновременно. В. Энгельгардт, изучая эту же связь для отложений, имеющих фиксированные возраст, глубину залегания и условия образования, пришел к диаметрально противоположному выводу — с увеличением одной из характеристик другая убывает.

Теоретическое рассмотрение вопроса о том, какой должна быть связь значения пористости укладки монодисперсных сфер с их диаметром, показывает, что такая связь вообще наблюдаться не должна.

Можно привести другой пример. Различные исследователи изучали влияние темпа отбора жидкости на нефтеотдачу. При этом часть из них пришла к выводу об увеличении нефтеотдачи с возрастанием темпа отбора жидкости, другие утверждают, что нефтеотдача снижается по мере увеличения темпа отбора жидкости. Есть работы, в которых говорится об отсутствии связи между рассматриваемыми характеристиками залежей нефти. И, наконец, некоторые авторы считают необходимым для получения оптимальной нефтеотдачи в каждом конкретном случае подбирать свой темп отбора жидкости. В чем причины таких взаимоисключающих результатов, получаемых при изучении одной и той же взаимосвязи разными исследователями? Главная причина — неправомочность применения методологии изучения простых систем, т.е. методологии однофакторного эксперимента для изучения геологических объектов — сложных диффузных систем.

Сложные системы описываются большим числом переменных различной физической природы, причем эти переменные (характеристики) сложно связаны друг с другом. Поэтому, изучая влияние одной из них (X_i) на исследуемую закономерность, т.е. изучая связь $Y = f(X_i)$, нельзя исключить влияние остальных характеристик, которые будут неконтролируемо изменяться и влиять сложным образом на интересующую нас зависимость $Y = f(X)$, затушевывая влияние величины X_i . В итоге можно получить самые невероятные результаты, которые будут обусловлены не непосредственным влиянием величины X_i на Y , а опосредствованным влиянием на Y величин $X_1, X_2, X_{i-1}, \dots, X_{i+1}, \dots, X_k$, неконтролируемо изменяющихся при изменении X_i и Y . Если утверждение о том, что геологический объект является сложной системой, вряд ли кто-нибудь будет опровергать (имея в виду такие объекты, как залежь нефти, нефте-

газоносная область или провинция), то, на первый взгляд, это утверждение применительно к "маленьким" объектам (образцу керна или шлифу) может показаться неочевидным. Покажем, что и к названным объектам оно (утверждение) относится в полной мере. Возьмем образец керна. Он описывается литологическими характеристиками (песчанистость, глинистость, карбонатность и др.); гранулометрическими характеристиками (размер зерен и доля частиц того или иного размера); характеристиками структуры порового пространства; физико-химическими характеристиками находящихся в порах воды, нефти и газа; физико-химическими характеристиками, отражающими взаимодействие твердой компоненты породы, воды и углеводородов (емкость катионного обмена, толщина двойного электрического слоя, степень гидрофобизации породы); физическими характеристиками образца как единого целого (удельное электрическое сопротивление, естественная радиоактивность и др.). Все эти характеристики находятся в сложных взаимосвязях. Таким образом, мы видим, что образец керна — типичная сложная система. То же самое можно сказать и о шлифе.

Для изучения сложных систем необходимо применять так называемую методологию многофакторного эксперимента [38]. В законченном виде такая методология не создана. Но ее отдельные элементы разработаны и разрабатываются многими специалистами различных областей науки, в том числе и авторами настоящей работы [5, 6, 10, 15, 18, 21, 29, 31–34, 58, 62]. В частности, принципы, рассматриваемые в настоящем подразделе, являются элементами методологии многофакторного эксперимента применительно к задачам математического моделирования взаимосвязей между характеристиками объектов нефтегазовой геологии.

Принцип 2 ("Теоретизма"). Многомерные модели, используемые для описания взаимосвязей между характеристиками геологических объектов, должны быть соотнесены с современными представлениями о природе описываемых закономерностей, т.е. опираться на "хорошие" геологические, физические, физико-химические и другие модели этих закономерностей.

Сложная природа геологических объектов и неуклонное стремление многих исследователей быстрее перейти от сухой теории к живой практике нередко приводит к построению математических моделей на крайне шатких основаниях. Результатами такого, не соотнесенного с достижениями фундаментальных наук или работами других авторов, воинствующего невежества является появление в работах по прикладной геологии большого числа прямых ошибок, поспешных обобщений и разного рода заблуждений.

Вопрос об истоках заблуждений стоял уже у порога натурфилософии. Особенно детально его исследовали скептики, а одну из ранних классификаций заблуждений предложил Ф. Бекон. Пожалуй наиболее разработанная классификация заблуждений была предложена в XIX в.

Д.С. Миллем. Он выделял два "нравственных истока" заблуждений – равнодушие к достижению истины и увлечение. Авторы не в силах удержаться от цитирования Д.С. Милля и В. Минто, поскольку их слова, написанные в прошлом веке, красочно описывают "хронические болезни" Прикладной геологии и геофизики века нынешнего: "Равнодушие к истине само по себе не может произвести ошибочной уверенности, оно действует лишь тем, что препятствует уму собрать надлежащие доказательства или проверить их законным и строгим образом, вследствие чего ум остается беззащитным против всякого рода мнимых доказательств, которые либо представляются сами собой, либо обусловливаются тем, что ум выполняет меньшее количество труда, чем каковое бы следовало".

Увлеченностъ приводит к тому, что "человек пугается строгих выводов, если их результат может быть неприятен".

Еще более резко это знакомое нам стремление к действиям под лозунгом благородных намерений принести на практике пользу обществу характеризует В. Минто: "Чем меньше уверенность основана на рассуждении, тем больше за нее держатся, и философское сомнение, отсрочка решения вопроса противны для непосредственного человека, уверенность же сама по себе доставляет ему удовольствие".

Характерно свойство заблуждений теоретических и заблуждений голого эмпиризма, когда явления пытаются изучать на основе формально-статистических методов по непрезентативной выборке. М. Бонгард называл последние заблуждения предрассудками.

Мы не намерены здесь детально останавливаться на примерах теоретических и эмпирических заблуждений в нефтегазовой геологии и геофизике. Отметим лишь одно из теоретических заблуждений – использование теории поверхностной проводимости при описании электропроводности глинистых пород. Эта теория "утверждает" уменьшение электропроводности породы за счет содержания в ней глинистого материала. На самом деле характер влияния глинистости на электропроводность породы будет разным при разных минерализациях пластовой воды: при низкой минерализации электропроводность породы будет возрастать за счет этого фактора, а при высокой – убывать [62].

Если бы мы хотели остановиться на заблуждениях "голого эмпиризма", следовало бы обратиться к многочисленным работам по произвольным интерпретациям результатов использования методов регрессионного и факторного анализов. Достаточно ярким примером работ такого рода являются публикации Т.С. Изотовой (1987–1989 г.), в которых неоднократно и всерьез изучалась зависимость пористости пород от медианного диаметра зерен (о зависимостях этого типа мы уже писали выше при обсуждении принципа 1 и будем рассматривать их в гл. 2).

Принцип 3 (плорализма). В случае, когда существует не одно, а несколько конкурирующих теоретических представлений о природе

явлений, необходимо строить работу по синтезу моделей в рамках каждого из этих представлений, отслеживая область применимости теоретической и эмпирической оправданности каждого.

Сложность геологических объектов и процессов такова, что редукция к простейшим физико-химическим представлениям, как правило, невозможна единственным образом. Особенно ярко это проявляется уже на начальном этапе постановки задач петрофизики – при описании строения горных пород. Так, традиционными являются две простейшие схемы строения горных пород – укладки частиц и решеток капилляров. В последние годы приобретает популярность новая – фрактальная схема, основанная на идеях самоподобия структуры горных пород. Выбор в качестве исходного описания одной из этих схем автоматически приводит к выбору различных модельных приближений, как правило, не совместимых друг с другом.

Следует подчеркнуть особую важность этого принципа, который в своей основе закладывает множественность видения, принципиальную открытость и неокончательность для развития. Принцип плурализма предполагает параллелизм и открытость развития нескольких конкурирующих представлений одновременно. Интересен вопрос об их соотнесении друг другу. Авторы подробно рассматривали постановку этого вопроса в работе [62], где выделили схемы доминирования по областям применимости и взвешивания отдельных моделей. Не имея возможности остановливаться здесь подробнее на этом интересном вопросе, уместно подчеркнуть особый гносеологический статус этого принципа. Мы не будем специально иллюстрировать этот принцип примером, ибо все рассматриваемые в настоящей книге модели могут служить такой иллюстрацией.

Первые три принципа определяют нашу исходную позицию по отношению к изучаемым геологическим объектам. Однако важно еще и соотнести результаты, полученные по частным (индивидуальным) объектам, общими модельными или концептуальными представлениями. Соотношения эти реализуются приводимым ниже принципом.

Принцип 4 (частных типологических моделей). Универсальные многомерные математические модели, используемые для описания взаимосвязей между характеристиками геологических объектов, могут в некоторых частных ситуациях вырождаться (вырождение идет за счет исключения некоторых существенных факторов и корреляции между теми или иными группами существенных факторов) в эффективные частные модели, зависящие от малого числа существенных факторов.

С формально-математической точки зрения данный принцип означает довольно простое и, что важно, часто оправданное в практике работ с геологическими объектами соображение. Пусть имеется функция от большого числа переменных, описывающая поведение геологического объекта. В случае, когда часть этих переменных "заморожена", т.е. практически неизменна, а часть тесно, почти функционально связана друг

с другом, мы приходим к существованию более простой функции от меньшего числа переменных.

Неплохой иллюстрацией изложенного принципа может служить пример взаимосвязи открытой пористости терригенных пород с их глинистостью. Мы уже говорили, что в модель взаимосвязи между характеристиками геологического объекта следует включать только существенные характеристики. Однако нужно помнить, что характеристики, существенные в одних условиях, могут оказаться несущественными в других, и наоборот. Например, для большинства представителей терригенных отложений (мы их будем называть типичными терригенными отложениями) открытая пористость существенно зависит от глинистости породы. В то же время нередко встречаются терригенные отложения (недоуплотненные отложения шельфа острова Сахалин, девонские отложения Возейского месторождения Коми АССР и др.), глинистость которых практически не влияет на открытую пористость и поэтому не является существенной характеристикой для многомерной модели, описывающей взаимосвязь открытой пористости с другими свойствами породы. Терригенные отложения, для которых отсутствует существенное влияние глинистости на открытую пористость, будем называть нетипичными.

Поскольку при анализе многомерных моделей нередко возникает потребность рассмотрения упрощенных моделей, отражающих лишь связь каких-то двух характеристик друг с другом, введем два определятеля.

Под "чистой" моделью связи Y (выходной характеристики) и X_i (i -й входной характеристики) будем подразумевать модель, получаемую из многомерной "замораживанием" всех переменных кроме X_i на значениях, равных их математическим ожиданиям.

В случаях, когда взаимосвязи между характеристиками существенны, пойдем по несколько иному пути. Будем строить модели фиксацией таких значений замораживаемых переменных, которые могут отвечать не только их математическим ожиданиям или модам, но и экстремальным (минимальным или максимальным) значениям. Например, можем рассмотреть ряд связей проницаемости пород с их пористостью при средних, минимальных, максимальных значениях медианного диаметра зерен породы, ее глинистости, карбонатности. Такие модели будем называть частными. Частные модели обычно более наглядны и доступны для восприятия, чем чистые.

Исследование чистых и частных моделей парных связей между характеристиками геологических объектов является эффективным средством (в комплексе со специальными геологическими исследованиями) изучения причинно-следственного механизма анализируемой закономерности.

Принцип 5 (стохастичности). Многомерные модели, используемые для описания взаимосвязей между характеристиками геологических объектов, должны быть вероятностными. Содержание этого принципа

не всегда кажется очевидным большинству исследователей в области прикладной геологии и петрофизики. Многие по-прежнему считают, что модель может быть построена как детерминированная, т.е. определенная по жесткой схеме, в которой каждая переменная принимает фиксированное значение или ряд значений в любых заданных условиях и дающая безошибочные предсказания. Однако на практике в геологии хотя бы из-за наличия погрешностей измерений детерминированная модель невозможна. Поэтому построенные детерминированные модели по существу используются как вероятностные ввиду необходимости учета погрешностей измерений. Однако суть данного принципа не сводится лишь к учету погрешностей, а существенно глубже. Вероятностная модель верна лишь в среднем. В ней переменные или параметры, используемые для описания связей между "входом" и "выходом", а также структура элементов (и ограничений) принципиально точно не заданы. Так, в рамках вероятностных петрофизических моделей в общем случае зерна скелета породы или раскрытие трещин задаются не только математическими ожиданиями, но и дисперсиями распределения этих характеристик, т.е. включают меру неопределенности.

Вероятностная модель может иметь ряд уровней описания стохастической природы геологических явлений. Лишь в рамках вероятностных моделей может быть описана и пространственная изменчивость (случайные поля изменчивости геологических характеристик). Однако принципиальным на данный момент развития прикладной геологии является отличие вероятностной модели от детерминированной в том, что при ее использовании осознанно исходят из стохастичности входных данных, строения изучаемого объекта и выходных данных.

Целесообразно привести ряд примеров. В нефтегазовой геологии часто используется связь между открытой пористостью $k_{\text{п}}$ и абсолютной проницаемостью $k_{\text{пр.абс}}$ продуктивных отложений. Ее математическая модель обычно имеет вид:

$$\lg k_{\text{пр.абс}} = A + Bk_{\text{п}}, \quad (1.2)$$

где A и B – параметры модели.

Эта модель вероятностная. В ней переменная $k_{\text{п}}$ задана неточно из-за погрешностей измерений, а также ввиду стохастического строения горных пород (существуют вариации пористости, проистекающие из стохастического строения материалов, слагающих породу, и самого процесса ее образования). Константы A и B оцениваются по выборочным данным, т.е. являются случайными величинами. В рамках рассматриваемой модели не учитывается ряд существенных характеристик, влияющих на связь между $k_{\text{пр.абс}}$ и $k_{\text{п}}$. Поэтому с помощью модели (1.2) можно оценить не точное, а лишь наиболее вероятное значение абсолютной проницаемости. Причем относительная средняя квадратическая погрешность такой оценки из-за неучета многих существенных характеристик чаше всего велика и составляет 50–100 % и более.

Представляет интерес сопоставление модели (1.2) с моделями, имеющими вид

$$k_{\text{пр. абс}} = d_m^2 f_1(k_n) f_2(s_0), \quad (1.3)$$

где d_m – медианный диаметр зерен; s_0 – коэффициент сортировки (модели подобного вида подробно разбираются в гл. 2).

Модель (1.3) также не учитывает все существенные факторы, но включает в себя описание размера зерен породы, причем не детерминированное, а стохастическое (учитывается при помощи параметра еще и второй момент распределения размеров зерен). Поэтому средняя квадратическая погрешность моделей типа (1.3) значительно ниже, чем моделей типа (1.2).

Почему в нефтегазовой геологии должны использоваться главным образом вероятностные модели?

Первая причина – неполное описание изучаемых процессов, явлений, закономерностей. Практически мы никогда не можем у геологического объекта – сложной системы – измерить все существенные для данной закономерности характеристики. Поэтому и модель, включающая лишь часть существенных характеристик, становится лишь верной в среднем, т.е. вероятностной.

Вторая причина вероятностного характера моделей – погрешность аппроксимации. Выбирая ту или иную модель, мы выбираем приближенное математическое описание изучаемой закономерности (например, аддитивную функцию, описывающую плотность породы в зависимости от плотности ее компонент и объемных долей этих компонент). Истинное математическое описание нам неизвестно. Чем больше отклоняется выбранное нами математическое описание от истинного, тем выше погрешности аппроксимации, придающие построенной модели вероятностный характер.

Третья причина – погрешности в оценках параметров (констант) модели. Чаще всего эти параметры (например, A и B в модели связи между абсолютной проницаемостью и открытой пористостью) находятся не теоретически, а статистически, по выборочным данным.

И наконец, четвертая причина – использование при решении любой задачи нефтегазовой геологии характеристик объектов различных уровней исследования. Когда мы решаем какую-то задачу, то практически всегда имеем дело не с одним объектом исследования, а с иерархической системой таких объектов. Например, при подсчете запасов нефти и газа система объектов включает следующие уровни: образец керна, однородный интервал разреза в скважине, объект подсчета запасов в скважине, объект подсчета запасов в пределах выбранной площади, залежь, месторождение. В рассмотренной системе объектов существуют связи "по горизонтали" и "по вертикали". Первые характеризуют связи между объектами одного уровня в разных скважинах, например, связь между глинистостью однородного интервала в разных скважинах. Вторые отра-

жают связи между характеристиками объектов разных уровней, например, связь между открытой пористостью однородного интервала разреза и извлеченных из него образцов керна. И те, и другие связи могут быть описаны только вероятностными моделями.

Принцип 6 (системной организации). При решении задач комплексной количественной интерпретации геолого-геофизических данных необходимо использовать системы многомерных моделей взаимосвязей между измеряемыми и оцениваемыми свойствами геологических объектов.

Как известно, задачи интерпретации – это так называемые обратные задачи. При их решении по измеренным величинам Y_j оцениваются характеристики геологических объектов X_i . Если мы хотим какую-то одну измеренную величину Y_j , например, плотность породы $\delta_{\text{п}}$, выразить как функцию оцениваемых свойств породы (коллекторских и литологических), мы должны решить прямую задачу, т.е. построить модель

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_k). \quad (1.4)$$

Применительно к плотности терригенной породы такую модель можно представить в виде

$$\delta_{\text{п}} = \delta_{\text{м}} (1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) + \delta_{\text{св}} k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}} + \delta_{\text{в}} (k_{\text{п}} k_{\text{в}} - k_{\text{п.гл}} k_{\text{гл}}) + \delta_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \delta_{\text{нг}} k_{\text{п}} (1 - k_{\text{в}}), \quad (1.5)$$

где $\delta_{\text{п}}$, $\delta_{\text{м}}$, $\delta_{\text{св}}$, $\delta_{\text{гл}}$, $\delta_{\text{в}}$, $\delta_{\text{нг}}$ – соответственно плотности породы, ее матрицы, связанной воды, глинистого материала, воды, углеводородов; $k_{\text{п}}$, $k_{\text{гл}}$, $k_{\text{в}}$, $k_{\text{п.гл}}$ – открытая пористость, объемная глинистость, водонасыщенность породы и пористость глинистого материала.

Построив модели вида (1.4) и (1.5) для всех измеряемых величин выделенного объекта исследования, например, для связей удельного электрического сопротивления, амплитуды показаний метода потенциалов собственной поляризации (СП), плотности $\delta_{\text{п}}$ и т.д. с оцениваемыми коллекторскими и литологическими свойствами однородного интервала разреза скважины, получим систему интерпретационных моделей:

$$\begin{aligned} Y_1 &= f_1(X_1, X_2, \dots, X_k); \\ Y_2 &= f_2(X_1, X_2, \dots, X_k); \\ &\dots \\ Y_n &= f_n(X_1, X_2, \dots, X_k). \end{aligned} \quad (1.6)$$

Каждая из моделей – вероятностная, поэтому для наиболее надежного решения системы (1.6) необходимо, чтобы $n \geq k$. На практике встречаются случаи, когда $n < k$. Тогда приходится дополнять систему (1.6) моделями, описывающими связи между характеристиками X_i и ограничения, свойственные этим характеристикам, например:

$$\begin{aligned}
 k_{\text{п}} + k_{\text{гл}} + k_{\text{м}} &= 1; \\
 0 \leq k_{\text{п}} \leq 0,4; \\
 0 \leq k_{\text{гл}} \leq 0,7; \\
 k_{\text{п}} &= \text{const} (1 - k_{\text{гл}}/k_{\text{п}}).
 \end{aligned} \tag{1.7}$$

Таким образом, для решения задач комплексной интерпретации геолого-геофизических данных применительно к какому-то фиксированному объекту исследования (в рассмотренном примере – применительно к однородному интервалу разреза скважины) необходимо использовать систему многомерных моделей связей между измеряемыми и оцениваемыми свойствами этого объекта.

Очень интересно можно поставить рассмотренную задачу, если в качестве объекта исследования использовать образец керна. Тогда величины X_i и X_j будут непосредственно измеряться. В качестве же оцениваемых переменных можно использовать константы системы многомерных моделей: структурный коэффициент m в модели электропроводности (многомерной модели связи электропроводности с открытой пористостью, водонасыщенностью и глинистостью); пористость глинистого материала $k_{\text{п. гл}}$, плотность связанный воды $\delta_{\text{св}}$ и др. Число таких констант будет существенно больше, чем число уравнений системы (1.6), поэтому часть констант придется предварительно оценивать для отдельных уравнений статистически (методом наименьших квадратов) по всей имеющейся выборке – индивидуальные константы отдельных моделей – θ , и др. Далее, решая систему моделей для какого-то одного образца, можно оценить общие для всех моделей константы: пористость глинистого цемента $k_{\text{п. гл}}$, сопротивление двойного электрического слоя $\rho_{\text{сл}}$ и др., после этого на выборке всех образцов уточнить индивидуальные константы моделей и т.д. Более подробно методика оценки констант многомерных моделей петрофизических связей рассмотрена в гл. 4.

Мы проиллюстрировали применение принципа 4 на примере комплексной интерпретации геолого-геофизических данных в случае, когда имеется один объект исследования (однородный интервал разреза, образец керна). К сожалению, в настоящее время далеко не во всех практических ситуациях удается использовать рассматриваемый принцип, потому что отсутствует достаточный объем накопленных знаний для построения моделей прямых задач. Это относится к очень важной задаче прогноза нефтеотдачи залежи (см. гл. 6). Сегодня мы не можем построить систему моделей для показателей разработки как функций геологических и технологических характеристик и нефтеотдачи залежей. Если бы это удалось сделать, можно было бы, задавая геологические характеристики залежи и показатели разработки, прогнозировать нефтеотдачу и необходимые для ее обеспечения технологические характеристики. К сожалению, к такой постановке задачи мы сегодня не готовы, поэтому вынуждены использовать статистический подход для

построения многомерных моделей связей нефтеотдачи с геологическими и технологическими характеристиками залежей, а также с показателями разработки (см. гл. 6).

В нефтегазовой геологии часто приходится иметь дело не с каким-то одним объектом исследования, а с иерархической системой таких объектов. Об одной из таких систем, используемой при подсчете запасов нефти и газа, уже упоминалось. В таком случае для комплексной интерпретации данных необходимо использовать иерархическую систему математических моделей. Она будет состоять из подсистем моделей, каждая из которых "привязана" к объекту фиксированного уровня исследования, и из моделей-связок, позволяющих переходить от объектов более низкого к объектам ближайшего более высокого уровня (см. гл. 5).

Подведем некоторые итоги. Мы сформулировали шесть методологических принципов, которыми необходимо руководствоваться при изучении моделей взаимосвязей между характеристиками геологических объектов. Первый из этих принципов основной. Все геологические объекты необходимо рассматривать как сложные, плохо организованные системы. Остальные принципы являются следствием первого. Действительно, поведение сложной системы, описываемой большим числом взаимосвязанных характеристик разной физической природы, должны отражать многомерные вероятностные математические модели. При решении задач комплексной интерпретации геолого-геофизических данных (обратных задач) нельзя ограничиваться какой-то одной математической моделью, представляющей ту или иную измеряемую характеристику в виде функции оцениваемых характеристик геологических объектов. Чтобы иметь достаточную информацию об оцениваемых характеристиках, нужно использовать систему многомерных математических моделей.

Общая схема изучения моделей многомерных связей в нефтегазовой геологии. Изучение любой математической модели — длительный процесс. Сначала необходимо выделить существенные для исследуемой закономерности факторы и выбрать измеряемые характеристики, отражающие эти факторы. Далее нужно установить вид математической модели и определить значения входящих в нее параметров. При решении каждой из этих задач может выясниться, что на предыдущем шаге нужно внести некоторые корректировки или даже заново повторить этот шаг, например, полностью пересмотреть вопрос о существенных факторах из-за отклонения принятой ранее гипотезы о формировании изучаемой закономерности (о нефтематеринской толще, путях миграции и т. д. — при описании закономерности нефтеобразования в изучаемых отложениях). Лишь в результате многократного прохождения всего пути изучения модели не только "вперед", но и "назад", будет, наконец, получена искомая математическая модель. Представляется уместным привести здесь замечание такого крупного теоретика и практика постро-

ения и применения моделей, как Дж. Е. П. Бокс (1984 г.). Он пишет: "Бесполезно пытаться заранее учесть все детали, и поэтому на практике построение модели должно выполняться с помощью итеративного процесса... Понимание того факта, что построение научной модели является итеративным процессом, ведет к трудам таких классиков, как Аристотель и Эвклид".

В процессе построения математической модели можно выделить три этапа: 1) анализ результатов предшествующих исследований и построение априорных математических или концептуальных (словесных) моделей; 2) статистическое исследование математических моделей; 3) построение общих теоретических моделей.

Построение априорных моделей. Начиная изучение математической модели, мы уже обычно имеем какие-то экспериментальные и теоретические представления об изучаемой закономерности. Если объем сведений достаточно большой, то уже на первом этапе мы можем получить хорошее приближение к изучаемой модели (например, получить модель с точностью до неизвестных ее коэффициентов). Так, лишь на основе априорной информации удалось построить модель связи открытой пористости $k_{\text{пп}}$ с глубиной залегания H и показаниями метода естественной радиоактивности I_{γ} для отложений картамышской и араукоритовой свит юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины:

$$k_{\text{пп}} = k_{\text{пп.ск}} - AH - BI_{\gamma}, \quad (1.8)$$

где $k_{\text{пп.ск}}$ – пористость матрицы породы – константа; A и B – параметры модели.

Если сведений об изучаемой модели недостаточно, мы вынуждены ограничиться лишь некоторым словесным описанием модели, т.е. предложить так называемую концептуальную модель исследуемой закономерности. Например, для связи электропроводности водоносящей породы с ее свойствами может быть предложена следующая концептуальная модель. Электропроводность водоносящей породы является функцией трех групп факторов: открытой пористости, степени уплотнения и цементации и степени заполнения порового пространства двойным электрическим слоем, электропроводность которого отличается от электропроводности воды. Выделенные факторы в общем случае независимы, хотя в конкретной геологической обстановке они зачастую коррелированы, например, степень заполнения пор двойным электрическим слоем возрастает с уменьшением открытой пористости пород. Поэтому модель может быть представлена в виде [62]

$$\rho_{\text{впп}}/\rho_{\text{в}} = f(k_{\text{пп}}) \varphi(\Gamma) \psi(\text{Эл}), \quad (1.9)$$

где $\rho_{\text{впп}}/\rho_{\text{в}}$ – отношение удельных электрических сопротивлений водоносящей породы и пластовой воды; $f(k_{\text{пп}})$ – функция пористости;

$\varphi(\Gamma)$ – “геометрическая” функция, отражающая влияние степени уплотнения и цементации на $\rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{в}}$; $\psi(\text{Эл})$ – “электрохимическая” функция, отражающая влияние двойного электрического слоя на сопротивление породы.

Что конкретно делается на этапе построения априорных моделей? Прежде всего выдвигается множество гипотез относительно изучаемой закономерности: факторов, влияющих на нее; характера этого влияния; взаимосвязей между факторами и т.д. Может оказаться, что возможно сформулировать не одно, а несколько альтернативных множеств гипотез об изучаемой закономерности. Тогда для каждого множества строят свою модель и имеют дело с несколькими альтернативными моделями изучаемой закономерности. Если же мы строим для одного множества гипотез не одну, а несколько моделей, различающихся видом и входящими в них характеристиками, то такие модели не являются альтернативными.

После того как построены одна или несколько априорных моделей, переходим к этапу статистического исследования моделей.

Статистическое исследование априорных моделей. Этот этап осуществляется по-разному в зависимости от результатов, полученных при изучении априорных моделей. В случае, когда уровень априорных знаний об изучаемой закономерности позволяет получить математическую модель с точностью до неизвестных параметров (т.е. модель определена, и лишь неизвестны значения входящих в нее параметров), задача статистического анализа довольно простая — найти наилучшие оценки неизвестных параметров. Такая задача решается с помощью метода наименьших квадратов [7].

Если построено несколько априорных математических моделей (альтернативных или неальтернативных), требуется не только оценить параметры каждой из них, но и выбрать одну из моделей в качестве наилучшей. Такая задача решается методом проверки статистических гипотез [7]. Выбор наилучшей модели в случае альтернативных моделей позволяет сделать предположение о правильности (истинности) того множества гипотез, которому соответствует выбранная модель и о ложности альтернативных множеств гипотез. Такое предположение должно быть проверено и доказано специальными геологическими исследованиями. Иными словами, математические методы в рассматриваемом случае служат побудителем постановки специальных геологических исследований.

Выбор наилучшей модели в случае неальтернативных моделей позволяет уточнить вид модели, вид измеряемых характеристик, отражающих существенные для изучаемой закономерности факторы. Кроме того, этот выбор играет и прагматическую роль — позволяет получить наиболее простую математическую модель, которая содержит минимально возможное число измеряемых характеристик, причем большинство этих ха-

рактеристик (или даже все характеристики) наиболее легко доступны непосредственному измерению.

Самый сложный случай – когда априорная информация позволяет лишь весьма приближенно предложить концептуальную модель. Иными словами, исследуемая закономерность описывается лишь словесно, причем влияние на прогнозируемую характеристику тех или иных факторов отмечается как маловероятное или весьма вероятное. Возможны предположения о более сильном влиянии какого-то фактора по сравнению с другим и т.д. В этом случае статистическое исследование моделей в начальной стадии исследования играет главную роль. Именно оно позволяет накопить информацию о имеющихся взаимосвязях между исследуемыми характеристиками геологических объектов. Путем использования обратной связи между вторым (статистическим) и первым (изучением априорных моделей) этапами исследования математических моделей статистический анализ способствует выдвижению новых гипотез об изучаемой закономерности и отбраковке некоторых ранее выдвинутых гипотез.

Построение общих, теоретических моделей. Результаты первых двух этапов изучения математической модели дают основания для выдвижения некоторых допущений – постулатов относительно строящейся модели. Мы уже отмечали сложность построения многомерных математических моделей в нефтегазовой геологии. Эту задачу чаще всего не удается решить способами классической математики, поэтому целесообразно использовать системный подход, расчленяя задачи на подзадачи. Каждая подзадача будет ориентирована на тот или иной блок модели. Изучив каждый из блоков модели и объединив их, получим модель в целом. Конечно, далеко не всегда удается сделать это легко и быстро, поскольку теоретические модели, как правило, удается построить лишь, введя существенные упрощения. В силу этого могут возникнуть модели или блоки не всегда просто совместимые (как непросто совместить, например, западную и восточную медицины). Однако именно эти трудности могут стимулировать работу по синтезу таких блоков в модель.

Процесс построения математических моделей не может ограничиться одноразовым прохождением трех выделенных этапов. Должны много-кратно возникать как прямые связи (при переходе от предшествующего этапа к последующему), так и обратные (при возвращении от последующего этапа к предшествующему). В результате каждый раз будет получаться все более и более совершенная математическая модель, и на какой-то стадии изучения ее уже можно будет рассматривать как закон нефтегазовой геологии. К сожалению, в настоящее время уровень знаний в нефтегазовой геологии и в геологии вообще не позволяет нам обнаружить большинство законов, описывающих сложные связи между числовыми характеристиками геологических объектов.

§ 2. Методологические аспекты моделирования горных пород при изучении взаимосвязей между их характеристиками

Принцип математического моделирования горных пород. Для того чтобы построить математические модели горных пород, адекватные природе изучаемых объектов, а также современному состоянию науки, необходимо прежде всего выработать план такой деятельности и средства ее проведения. Начнем с недостатков существующей деятельности. Одной из специфических особенностей геологии вообще и многих ее областей, и в частности петрофизики, является многообразие изучаемых объектов и процессов и сопряженное с этим многообразием большое число сильно влияющих и взаимодействующих факторов. Поэтому для петрофизики, хотя и в меньшей степени, чем для других разделов геологии, характерна описательность, методологической основой которой является представление об известной мере уникальности каждого изучаемого объекта. Однако поскольку при подобном (описательном) подходе много субъективного, то он закладывает основу и для субъективности формирования знания, для своего рода взаимной глухоты исследователей, досягаемой до степени, препятствующей прогрессу науки, до степени такой, что для ее преодоления следует выработать план специально проводимой работы. Из сказанного ясно, что необходимым элементом подобной работы является, очевидно, выработка средств, обеспечивающих взаимопонимание большинства исследователей, работающих в данной области. При наличии таких средств возможно сопоставление подходов и результатов, что создает основу для выработки представлений о перспективе тех или иных научных направлений, степени надежности и обоснованности полученных результатов. Тем самым может быть заложена основа для многоальтернативной работы, носящей характер полилога исследователей и неизменно соотносимого с изучаемой реальностью. Основой подобной работы является, конечно, разработка такой системы понятий, которая позволит выразить основные, существующие на данный момент представления и тем самым сопоставить их друг с другом, а также наметить пути дальнейшей работы, что для сложных геологических объектов очень непросто.

При выработке подобной системы понятий желательно стремиться к ее естественности (если не для описания объектов исследования, что нередко спорно или чрезмерно сложно, то хотя бы для ее восприятия другими специалистами). С нашей точки зрения, подобная система понятий должна быть ориентирована на фиксацию основных влияющих факторов и одновременно на фиксацию их в форме, по возможности, максимально удобной или привычной для большинства исследователей. Это, вообще говоря, не совсем просто, ибо, как показано рядом исследователей, в частности И.П. Шараповым, на примере геологии, в большинстве случаев используемые понятия формируются стихийно и никаким образом не составляют собой некую полную систему. В сущности в подобном положении оказываются и петрофизики. Действительно,

даже выбор переменных, описывающих глинистость породы (объемная глинистость, емкость породы, относительная глина), диктуется обычно лишь личными вкусами и экспериментальными возможностями авторов. А свобода в выборе переменных для описания породы, после того как в качестве таковых выбраны пористость, глинистость и водонасыщенность, диктуемая теми же факторами, вообще почти не ограничена. Именно поэтому одной из первоочередных задач является задача разработки формализованной схемы (своего рода рабочего инструмента, языка) для описания петрофизических объектов. Заметим, что в отличие от ряда специалистов по математизации геологии [11] мы не считаем необходимой на данной стадии детальную формализацию. Важнее наметить контуры работы и выработать средства выражения, по возможности, на таком языке, который существовал ранее в данной области. В качестве рабочего варианта подобной схемы или системы, который уже долгое время служит авторам полезным ориентиром в их работе, мы предлагаем изложенный ниже, основанный на идеях системного подхода.

Как известно, в основе системного подхода лежат разбиение системы на ее элементы, а также выделение и фиксация отношений между ними. Наиболее адекватными обычно являются те системные представления, в которых наибольшая структурность (малое число элементов и их перекрестных отношений) сочетается с наибольшей адекватностью реальным объектам.

Для целей математического моделирования горных пород мы считаем необходимым выделить три группы переменных:

1) базисные (микроскопические, структурно-морфологические, конфигурационные, описательные) – предназначены для описания всех потенциально возможных микронеоднородных пористых сред из некоторого достаточно широкого их класса;

2) генетические (процессуальные) – предназначены для вырезания из этого широкого класса сред, геологически осмыслиенных (вырезание это должно идти за счет учета взаимосвязей между базисными переменными, которые в конкретных геологических условиях осуществляются на практике, т.е. учета и материала сноса, и условий осадконакопления, и возраста, и глубины залегания и т.п.);

3) физические, которые описывают физические свойства минералов и горных пород; в принципе по свойствам материалов и базисным переменным можно оценить физические свойства горных пород (хотя задача это обычно далеко не простая); в случае, когда это возможно, создаются предпосылки для оценки взаимосвязей физических свойств пород – основного эмпирического оправдания петрофизики.

В случае, если указанную программу введения и использования выделенных групп переменных удастся реализовать, мы приходим к петрофизической модели породы, уже не имеющей характера чёрного ящика

(чисто эмпирический поиск взаимосвязей), а позволяющей учитывать сложные и многообразные представления о природе явлений.

Однако имеются ли хотя бы принципиальные основания для того, чтобы предполагать осуществимость подобной программы? Нужно ли, в частности, ввести хотя бы базисные переменные достаточно надежно, непротиворечиво, и конструктивно? Ясно, например, что многие горные породы можно однозначно описать как некую совокупность частиц, имеющих заданные размеры и форму, центр масс которых имеет фиксированные относительно центра масс образца породы координаты. Чем нам поможет такое подробное описание породы? В петрофизике традиции выбора переменных, фиксирующих состав и строение микронеоднородных сред с требуемой на сегодня степенью детальности, по существу отсутствуют, а обзор методов такого описания, применяемых в других областях знания, завел бы нас слишком далеко.

Не обсуждая причин неприемлемости для нас других подходов, используем давно применяемый в схемотехнике микроскопический подход, при котором свойства системы выражаются через свойства ее элементов и их связи друг с другом на фиксированном уровне детальности разбиения этой системы на элементы [35]. Фиксируем некоторые применяемые при этом допущения (постулаты), необходимые для описания свойств горной породы, составленной из совокупности минералов, в явном виде. Следуя традициям лингвопроектирования, введем параллельно обозначения для выделяемых подгрупп элементов, опираясь на первые буквы соответствующих английских слов, обозначающих минерал, геометрию, структуру, физические свойства и т.п.

Явная фиксация вводимых далее предположений представляется нам полезной, поскольку позволяет оценивать степень их справедливости на практике и применимость при решении конкретных практических задач.

1. Порода может быть расчленена на конечное число петрофизически однородных элементов, которые мы будем называть минералами (к ним, естественно, относятся и насыщающие породу флюиды), причем каждому из них может быть приписано некое имя M_i . Имеется объективное различие (сейчас мы не касаемся вопроса "какое именно") между минералами с разными именами, которое превышает разнообразие минералов с одним именем (спектр минералов считаем дискретным). При такой формулировке ряд реально существующих непрерывных, а не дискретных переходов между минералами, как в случае смешаннослойных глинистых образований, мы игнорируем. Задавая имя M_i , мы тем самым обособляем все петрографически однородные, т.е. относящиеся к данному минералу компоненты, хотя по геометрии и свойствам они могут быть отличны друг от друга. Для удобства дальнейшего изложения зарезервируем возможность введения у M_i верхних индексов s — для "твёрдых" минералов, t — для скелета, c — для цемента (глинистого, хемогенного и т.д.), w — для воды, h — для угле-

водородов, f – для флюидов. Будем считать, что все M_i можно разбить лишь на M_i^f и M_i^s , M_c^f на M_i^w и M_i^h , а w_i^s на M_i^m и M_i^c .

Применение этого постулата (расчленимости и именования по минералам) представляет определенные трудности для разбиения на части жидких компонент, часто связанных друг с другом. Условимся понимать здесь и далее, что членение жидких компонент на части происходит таким образом, что в качестве самостоятельных выделяются области, в которых не происходит резкого изменения их геометрии (ветвления или изменения эффективного радиуса пор).

2. Каждый вычленяемый компонент может быть охарактеризован по его свойствам G_1 , отражающим геометрию этого компонента. Опыт литологов показывает, что для фиксации геометрии твердых компонент в песчано-алеврито-глинистых породах обычно достаточно зафиксировать их форму (т.е. два эксцентрикситета эквивалентного эллипсоида), размер и окатанность (шероховатость). Параметризация компонент с помощью G_1 , способы введения которой нас сейчас не интересуют, таким образом, будет заключаться в объединении всех вычлененных компонент независимо от их минеральной принадлежности M_i в группы с близкими G_1 или же в подобном объединении для минералов, имеющих одинаковые верхние индексы при G_1 , виды которых указаны выше. Причем под формой и размерами, характеризующими жидкие компоненты пород, также будем понимать формы и размеры эквивалентного им эллипсоида (цилиндра). Поскольку компоненты G_1 могут сильно отличаться по размерам (частицы глинистой и песчаной фракций), зарезервируем возможность рассмотрения формы агрегатов частиц, в которую будем включать их внутренние переменные (такие, как пористость глин).

Фактически здесь возникает необходимость введения различных масштабных уровней переменных, т.е. введения уровней, фиксирующих неоднородности разной породы от ионов или молекул через минералы, горные породы к мезонеоднородностям (порядка десятка сантиметров – метров), к макронеоднородностям (метры – десятки метров) и мега-неоднородностям. Конечно, все конкретные цифры в указанном членении являются условными, но ясно, что геометрия может быть важной характеристикой вычленяемых компонентов на всех указанных уровнях, начиная с уровня минералов. Фактически же можно говорить о применимости всех наших рассуждений, но в качестве компонентов нужно рассматривать не минералы, а компоненты более низкого уровня.

3. Минералы с именем M_i характеризуются распределением физических свойств $p_{M_i}^j (p_i^j)$ – это распределение таких удельных свойств для разных j , как электрическое сопротивление, плотность, модули упругости, сдвига, диэлектрическая проницаемость и т.п.) Распределение предполагается по существу многомерным, так как, вообще говоря, различные свойства p_i^j минерала M_i коррелированы друг с другом.

Заметим, что возможна и более общая постановка, когда p_i^j зависит не только от M_i , но и от G_j .

Кроме такого предположения о свойствах вычисленных из породы минералов предположим, что они одинаковы как для изолированного минерала, так и для находящегося внутри породы (не зависят от свойства минералов, окружающих данный). Это важное предположение может быть ослаблено, если предположить, что свойства p_i внутри породы могут быть вычислены по известным свойствам минералов, окружающих данный материал. Предположение это нетривиально, в чем легко убедиться, рассмотрев вопрос о том, как в рамках подобной схемы описать появление двойного слоя на границе между минералами, образованными слабоминерализованной водой и поверхностью-активным минералом.

4. Размещение всей совокупности минералов M_i и M_j для каждого i, j – важнейшая характеристика строения породы, обычно указываемая литологами при помощи словесного описания. Далее мы не будем касаться сложного вопроса количественного описания структуры для твердых и жидкых компонент, являющегося предметом стереологии [35], а ограничимся лишь тем, что введем параметр s , который, как и предыдущие, может иметь верхние индексы s, f, w, h , и укажем, что при количественном описании s_{M_i} обычно определяется корреляционными пространственными k -точечными ($k \geq 1$) функциями, характеризующими свойства образца породы в целом. Функции эти обычно определяются как средние по пространству от произведения индикаторных функций, определенных на наборе минералов M_i , и при фиксированных расстояниях ($k - 1$) выбранной точки с разными минералами от данной с минералом M_j (предполагается макрооднородность).

Одноточечные функции от каждого из M_i будут характеризовать объемное содержание этого минерала $V_{M_i}(V_i)$, которое обычно определяется в петрографических лабораториях, а аналогичный параметр V_{G_i} (где G_i – определенная градация разнообразных минеральных частиц по размеру) – в петрофизических лабораториях. К сожалению, параметры V_{M_i} [(приведем примеры: для M_1 (каркаса) $V_{M_1} = 1 - c_{\text{цем}} - k_{\text{п}}$; для M_2 (глины) $V_{M_2} = k_{\text{гл}}$; для M_3 (воды) $V_{M_3}^f = k_{\text{п}}k_{\text{в}}$; для G_1 (песка) $V_{G_1} = c_{\text{пч}}(1 - k_{\text{п}})]$ оставляют широкий произвол в строении горных пород из их компонент. На наш взгляд, наиболее приемлемым выходом из положения является использование иерархических представлений о строении горных пород (первые такие схемы восходят к работам М.Р. Вилли).

Завершив это рассмотрение постулатов, мы сделаем замечание относительно наших обозначений. Будем использовать векторные обозначения $\bar{M}, \bar{G}, \bar{S}, \bar{P}, \bar{V}_M, V_G$ для характеристики $M_i, G_i, P_i^j, S_i, V_{M_i}, V_{G_i}$,

опуская при этом нижний индекс. Эффективное значение для j -го свойства, которое обычно не является аддитивным, будем обозначать \widehat{P}^j , что позволяет ввести и векторную переменную \widehat{P} .

Обозначения эти позволяют наглядно выразить взаимосвязи различных подгрупп базисных переменных друг с другом и с физическими переменными. Традиционно эти взаимосвязи изучаются исследователями, работающими в разных областях знания. Будем изображать взаимосвязь групп переменных соединяющими их дугами. Это позволяет построить "предметные графы" различных областей знания, сведенные в табл. 1.

Таблица 1

Предметные графы различных областей знания

Название области знания	Предметный граф	Группы используемых переменных
Литология		Базисные Генетические
Петрофизика		Базисные Физические
Физико-неоднородных сред		Базисные Физические

В табл. 1 пунктиром обозначены дуги, которые фиксируют взаимосвязи групп переменных, изучаемых крайне редко и несистематически. Из сравнения нарисованных "переменных графов" с легко изображаемым полным графиком, в котором дуги должны соединять все существенные зависимые группы переменных, видны пробелы в существующем состоянии знания. Авторов как петрофизиков больше всего интересуют, конечно, пробелы в их деятельности. Среди этих пробелов первоочередным является неучет взаимосвязей, изучаемых литологами и специалистами по физике неоднородных сред. В дальнейшем мы попытаемся систематически, обращаясь к этим областям знания, эти пробелы ликвидировать, т.е. фиксировать значимость или незначимость искомых взаимосвязей. Тем самым мы принимаем на себя обязательство в дальнейшем изложении пытаться по возможности отслеживать и некоторые нетрадиционные для петрофизики взаимосвязи (такие как между минеральным составом и гранулометрией), а также соотносить наши результаты с результатами, полученными исследователями в области физики неоднородных сред.

Завершая данный раздел, заметим, что в нем была сделана попытка заложить основу для построения систем петрофизических моделей на основе единообразного выбора системы переменных.

§ 3. Способы введения априорной информации при построении и селекции математических моделей горных пород

В данном разделе нас будет интересовать в основном вопрос о том, какие пути селекции математических моделей по сравнению с их формальным выбором дают нам представления о природе явлений. Введем обозначения, которые представляются удобными для целей последующего анализа.

Пусть $Y_j = P^j$ — некое j -е эффективное свойство горной породы (например, $Y_1 = \rho_{\text{пп}}$ — сопротивление, $Y_2 = A_{\text{да}}$ — диффузионно-адсорбционная активность, $Y_3 = q_{\text{гк}}$ — естественная радиоактивность и т. п.).

Далее пусть набор базисных переменных, введенных нами в предыдущем разделе, включающих, в частности, физические свойства минералов и их объемное содержание, обозначается при помощи переменных X_i (например, X_1 — пористость, X_2 — глинистость, X_3 — сопротивление глин и т. п.).

Задача построения математической модели таким образом является с формальной точки зрения задачей построения некоторой функции, связывающей Y_j с $X_1 X_2 \dots X_k$, функции, зависящей от некоторого вектора коэффициентов θ_j .

В случае, когда мы ориентируемся при построении этой функции лишь на эмпирический материал (данные об очередном l -м измерении значений $Y_1^l X_1^l X_2^l \dots X_k^l$), то задача выбора соответствующего вектора параметров θ_j приобретает вид задачи минимизации функционала S , отражающее качество аппроксимации этого материала:

$$S_m(\bar{\theta}_{jm}) = \sum_{l=1}^L \mu [Y_j^l - f_{jm}(X_1 X_2 \dots X_k \bar{\theta}_{jm})]. \quad (1.10)$$

Здесь $\mu(t)$ — мера отклонения эмпирических оценок Y_j^l от расчетных по функции $f_{jm}(X_1 X_2 \dots X_k \bar{\theta}_{jm})$. Например, при $\mu(t) = t^2$ — минимизация $S_m(\bar{\theta}_{jm})$ отвечает методу наименьших квадратов, при $\mu(t) = |t|$ — методу наименьших модулей. Существует специальный класс $\mu(t)$, ориентированный на рабочие (устойчивые к грубым ошибкам) методы оценивания.

В случае, когда может быть построено несколько видов функций $f_{jm}(X_1 X_2 \dots X_k \bar{\theta}_{jm})$, где $m = 1 \div M$, выбирается та из них, которая при умеренной сложности дает минимальное значение $S_m(\bar{\theta}_{jm})$.

Такова почти формальная математическая постановка в рамках схемы типа черного ящика.

Чем может отличаться работа исследователя, имеющего более детализованные представления о предмете, т.е. какие "фильтры", позволяющие отклонить неадекватные модели, могут быть построены?

Одна из групп фильтров, отмеченная в предыдущем разделе, связана с необходимостью учета взаимосвязи переменных X_i . Один из простейших видов этой взаимосвязи — взаимосвязь минерального и гранулометрического составов пород или парагенезиса минералов в рамках одной функции. Такие взаимосвязи можно учесть, модифицируя функционал $S_m(\theta_{jm})$ за счет введения отражающих подобные взаимосвязи слагаемых. В случае, когда значения X_i известны абсолютно точно, необходимости в таком учете нет, но если, как это и происходит в реальности, они замерены с погрешностями, то структура функционала $S_m(\theta_{jm})$ и сам процесс его минимизации (необходимо теперь еще подбирать в каждой строке связанные значения X_i , а может быть, и параметры взаимосвязи) меняются. Заметим, что если взаимосвязи близки к функциональным, то их учет может позволить резко улучшить качество решения задачи минимизации, уменьшив число существенных переменных.

Для того чтобы ввести более мощные фильтры, позволяющие учитывать богатые логико-профессиональные представления, необходимо учесть априорные значения о природе явлений. Один из простейших способов такого учета — формальное вложение задачи минимизации функционала $S_m(\bar{\theta}_{jm})$ в класс задач минимизации сходного функционала, оптимизируемого не на одной, а на нескольких выборках. При таком подходе предполагается, что функции $f_{jm}(X_1^{lr}, X_2^{lr}, \dots, X_k^{lr}, \bar{\theta}_{jm}^r)$ должны быть сходны во всех этих выборках, а значения коэффициентов $\bar{\theta}_{jm}^r$ (где $r = 1 \div R$ — номер выборки) не слишком сильно отклоняются друг от друга (можно ввести меру η , позволяющую учесть допустимую степень их рассогласованности). Тогда задача минимизации $S_m^{r'}(\bar{\theta}_{jm}^r)$ по выборке r' может быть заменена на задачу минимизации $S_m^{r'}(\bar{\theta}_{jm}^{r'})$, имеющую следующий вид

$$\bar{S}_m^{r'}(\bar{\theta}_{jm}^{r'}) = S_m^{r'}(\bar{\theta}_{jm}^{r'}) + \alpha \sum_{r=1}^R S_m^r(\bar{\theta}_{jm}^r) + \beta \sum_{r=1}^R \eta (\bar{\theta}_{jm}^r - \hat{\bar{\theta}}_{jm}^r), \quad (1.11)$$

где $\hat{\bar{\theta}}_{jm}^r = \frac{1}{R} \sum_{r=1}^R \bar{\theta}_{jm}^r$; α — коэффициент, отражающий степень вклада других выборок; $\eta(t)$ — функция типа $\mu(t)$, отображающая степень взаимосвязи оценок $\bar{\theta}_{jm}^r$ друг с другом, а β — коэффициент, указывающий на степень влияния этой функции.

Очевидно, что при $\alpha = \beta = 0$ задачи минимизации $\bar{S}_m^r(\bar{\theta}_{jm}^{r'})$ и $S_m^{r'} \times \times (\bar{\theta}_{jm}^{r'})$ совпадают (другие выборки не учитываются).

Наибольшую значимость для селекции функций может иметь значение априорной информации о их природе. Разными исследователями предлагались разные фильтры подобного типа (внеэмпирические критерии). Пожалуй, наиболее подробный их перечень был выработан в работах В.Н. Дахнова [16], а также авторов работ [32, 35, 62]. Приведем ряд таких фильтров, следуя последней из этих публикаций, которая, в свою очередь, опиралась на предшествующие работы.

1. **Фильтр мощности.** Наиболее важное и очевидное ограничение касается выбора информационных признаков или переменных. Уравнение $Y_j = f_j(X_1 X_2 \dots X_k, \bar{\theta})$ должно отражать все наиболее существенные факторы, влияющие на данное свойство. Если же какие-либо из этих факторов не учитываются, число степеней свободы уравнения будет меньше, чем необходимо, и поэтому оно не может быть применено к широкому классу объектов.

2. **Фильтр размерности.** Если уравнение выражает свойства породы через свойства ее компонент, то оно должно быть однородным (в частности, линейным) по этим свойствам. В целом уравнение должно удовлетворять требованиям размерности.

3. **Фильтр симметрии.** Если рассматриваемые компоненты равноправны по своим геометрическим свойствам и их взаимному расположению, то уравнение должно быть относительно них симметрично, и обратно — асимметричный компонент должен входить в уравнение асимметрично.

4. **Фильтр тождества.** Уравнение должно переходить в вырожденных случаях в модели специального вида (какие-то параметры, аргументы или коэффициенты принимают особые, обычно крайние значения из диапазона их изменения или же коэффициенты $\bar{\theta}$ одного физического смысла для разных аргументов совпадают). Отметим возможные частные случаи: это однородные среды, среды с простой и в силу этого легко учитываемой геометрией и т.п.

5. **Фильтр неравенства.** Могут быть известны соотношения между моделями, ограничивающие значения выходной переменной Y_j при заданных входных \bar{X} и некоторых ограничениях на класс сред. Примером подобных ограничений могут служить неравенства для обобщенной производимости или же утверждения, позволяющие сравнивать изменения значений Y_j при монотонном изменении одного из аргументов.

6. **Фильтр соответствия.** Уравнение должно переходить в частных случаях (при вырождении или близости к вырождению) по аргументам \bar{X} или $\bar{\theta}$ в частные типы уравнений, удовлетворяющих сформулированным фильтрам, асимптотическим выражениям или моделям, успешно применимым при решении частных задач. Так, очевидны переходы при равенстве нулю или единице объемных содержаний отдельных компонент,

равенстве нулю проводимости, переходе геометрии компонент в плоско-параллельную и т.п.

7. **Фильтр плотности.** Значения Y_j должны находиться в физически допустимом диапазоне. При этом для любого Y_j из этого диапазона должен существовать набор $\bar{X}, \bar{\theta}$, дающий по предлагаемому уравнению значение Y_j .

8. **Фильтр устойчивости.** Малым вариациям \bar{X} и $\bar{\theta}$ должны соответствовать малые вариации Y_j .

Практика показывает, что подобный набор фильтров обладает хорошими характеристиками, обеспечивающими довольно надежную селекцию моделей. Вместе с тем ряд из этих фильтров должен быть настроен на конкретный вид изучаемых физических свойств Y_j . При дальнейшем изложении мы будем указывать на то, какую форму приобретает тот или иной фильтр применительно к конкретным физическим свойствам.

ГЛАВА 2

ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ КОЛЛЕКТОРСКИМИ И ЛИТОЛОГИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД С МЕЖГРАНУЛЯРНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ

§ 1. Взаимосвязь между открытой пористостью пород и ее гранулометрическим и минеральным составами

Большинство практических задач, возникающих при изучении коллекторских свойств пород, в частности нефтегазоносных пород, решаются на основе сведений об их пористости и проницаемости, поэтому вопрос о взаимосвязи пористости и проницаемости пород со свойствами слагающих эти породы минеральных компонентов привлекал внимание специалистов уже начиная с первых публикаций, относящихся к изучению физических свойств горных пород (по сути с работ Слихтера, Козени, Кармана). Модельные представления о физических объектах как об укладках эллипсоидов восходя ко временам Кеплера, Грегори, Ньютона и Гука (Г. Дерясевич, 1961 г., дает ссылки с подробной библиографией и, в частности, указывает на соответствующую публикацию Гука — его знаменитую "Микрографию", изданную в 1665 г.). Известная задача о числе касающихся монодисперсных сфер была поставлена в 1611 г. Кеплером. Сфера приложения этой задачи непрерывно расширяются. Перечислим лишь несколько наиболее интересных. К ним можно отнести задачи об оптимальном фракционном составе бетонных смесей, задачи о сепарации зерновых смесей, в частности, известную бытовую задачу о результатах вибросепарации (т.е. о соотношении размера картошки вблизи поверхности ведра со средним ее размером), многочисленные комбинаторные задачи об оптимальной упаковке, как чисто математи-

ческие, так и связанные с проектированием средств вычислительной техники, задачи оптимизации состава катализаторов, сплавов внедрения.

Результаты, полученные в решении названной задачи в разных областях знания, практически со времени публикации книги А.Е. Шейдеггера [60] всерьез не собирались и не систематизировались. Одна из наиболее полных библиографий на эту тему, известных авторам, приведена в работе [69], она насчитывает 239 наименований. Последующее изложение материала в данной работе также не ставит перед собой эту задачу. Вместе с тем мы надеемся ввести в научный оборот геологов и геофизиков ряд публикаций и идей, которые не успели еще приобрести популярность, отвечающую их истинной значимости.

Остановимся вначале на простой задаче — задаче упаковки смеси сфер, имеющих два значимо различных диаметра D и d . Пусть при этом объемное содержание сфер большего диаметра в смеси будет равно V , а меньшего $1 - V$. Требуется найти, чему будет равна пористость k_p такой смеси сфер при достаточно плотной упаковке. Решению этой задачи посвящено много публикаций, в том числе обзорных, имеющих в основном экспериментальный характер, хотя был получен и ряд полуэмпирических соотношений, опирающихся на здравый смысл. Оказалось, что экспериментальные кривые зависимости пористости от содержания более крупной фракции напоминают асимметричную параболу, вогнутую тем больше, чем больше соотношение D/d . Минимум смешен от точки $V = 0,5$ в сторону больших значений V (по данным разных авторов он локализуется в диапазоне от 0,55 до 0,77).

Асимметрия зависимости, по-видимому, связана с тем, что при большей контрастности радиусов $(D/d) > 5$ в "vakansii" — пустоты входит более одной сферы, а при $(D/d) \geq 5,5$ уже существенно больше — порядка восьми сфер.

Неудивительно, что был предпринят ряд попыток получить как строгие, так и полуэмпирические соотношения, позволяющие описать пористость агрегатов, состоящих из укладок полидисперсных сфер. Среди геологов наибольшую популярность приобрело уравнение В. Энгельгардта, заимствованное им у К.Л. Вольфа (специалиста по физической химии, предложившего в 1959 г. уравнение, основанное на "морфологическом" принципе — "подобное растворяется в подобном"). Уравнение это наряду с другими соотношениями, не достигшими такой степени популярности, приведено в табл. 2. Справедливости ради упомянем, что указанное уравнение (по Л.Е. Нелсону, 1978 г.) — есть следствие еще более общего уравнения, в котором вместо пористости предлагается усреднять произвольные физические свойства, предложенного в 1951 г. Партингтоном и связанного с уравнением Рида — Шервуда для однофазных смесей.

Поскольку задачу оценки пористости смеси k_p по пористости отдельных компонент, их объемному содержанию и значениям отношений диаметров компонент математически строго решить не удается, полезно конкретизировать введенные нами фильтры применительно к данной

Таблица 2

Соотношения для расчета пористости многокомпонентной смеси

Авторы	Условие применимости	Соотношение	Номер формулы
Паркинсон – Вольф – Энгельгардт (1951 – 1959, 1962)	Совокупность сфер, n – произвольно, A_{ij} зависит от соотношения диаметров D_i/D_j	$k_{\text{пп}}^{\Sigma} = \sum_{i=1}^n V_i k_{\text{пп}}^i - \sum_{i>j} A_{ij} V_i V_j$	1
Венцковский – Стрек (1966)	Совокупность выпуклых тел, диаметр тела D_i задается как $(6 V_i/\pi)^{1/3}$, где V_i – объем тела. Индексация упорядочена по размерам от больших к меньшим	$k_{\text{пп}}^{\Sigma} = E/(1+E)$, где $E = \sum A_i V_i k_{\text{пп}}^i / (1 - k_{\text{пп}}^i) + \sum V_i \left(\frac{B_i}{1 - k_{\text{пп}}^i} - 1 \right)$, где $A_i = \frac{\psi_i (1+2\psi_i)}{\psi_i (1+2\psi_i)^2}$; $B_i = \frac{\varphi_i^2 (3+\varphi_i)}{\varphi_i^2 (3-\varphi_i)+(1-\varphi_i)^3}$; $\psi_i = \frac{D_m}{D_i} \leqslant 1$ ($i \leqslant m$); $\varphi_i = \frac{D_i}{D_m} < 1$ ($i > m$), m отвечает максимальной пористости	2
Хантадзе – Топурадзе (1977)	Доля большей фракции меньше критической	$k_{\text{пп}}^{\Sigma} = 1 - \left(\frac{V_2}{1 - k_{\text{пп}}^1} \right) + (1 - V_2) [1 + \left(\frac{1}{1 - k_{\text{пп}}^1} - 1 \right) \times \times \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^{2/3}]^{-1}$	3

$$k_n^{\Sigma} = \sum V_i A_i k_n^i - k_n^1 V_1 \left\{ 1 + V_2 B_2 k_n^2 [1 + V_3 B_3 k_n^3 (1 + \dots)] \right\}$$

$$k_n^{\Sigma} \leq \sum V_i k_n^i \quad \prod k_n^i \leq k_n \leq \max(k_n^1, k_n^2, \dots, k_n^n)$$

Еникиев (1981)
 A_i и B_i зависят от
 D_i/D_{i+1}

Буриковский (1985)
 Версия Паркингтона –
 Вольфа – Энгельгардта

То же, что и (1), но $A_{ij} = 0,033 (D_i/D_j - 1)$

Еникиев (1986)
 $n=2$, может применяться
 рекуррентно

$k_n^{\Sigma} = k_n^1 (1 - A) + A k_n^1 k_n^2$ при $B = \frac{1 - V}{\gamma V k_n^1} \leq 1 \quad A = B,$

иначе $A = 1/B$. При $B \leq 1$, A – доля включений заполнемых в крупных порах

4

5

6

задаче, чтобы оценивать справедливость предложенных ранее и предлагаемых в дальнейшем соотношений.

Фильтры мощности. Соотношение, связывающее $k_{\text{пп}}^{\Sigma}$ с другими свойствами, должно включать число фракций n , пористость фракций $k_{\text{пп}}^i$, размеры фракций D_i , объемное содержание фракций V_i и, видимо, некую меру уплотненности смеси и ее равномерности (отсутствия расслоения на фракции, реального при большом D_n/D_1). Имеются сведения о взаимосвязях пористости с медианным диаметром, формой и окатанностью частиц, однако учитывать влияние этих факторов мы пока не намерены.

Фильтр размерности. Единственный тип параметров, имеющих размерность — диаметр частиц, может включаться в формулу лишь в виде отношения его к некоторому другому диаметру (например, максимальному). Пористость смеси должна зависеть от относительных размеров частиц и не должна зависеть от их абсолютных размеров.

Фильтр симметрии. Уравнение в силу асимметрии размеров частиц и закономерностей их вложения в смеси должно быть асимметрично и давать при $D/d > 5$ критическую точку, смещенную от $V = 0,5$ в сторону больших значений.

Фильтр тождества: а) при $D_i = \text{const}$ и $k_{\text{пп}}^i = k_{\text{пп}}$ должны получать $k_{\text{пп}}^{\Sigma} = k_{\text{пп}}$; б) при $V_i = 1$ и остальных $V_i = 0$ должны получать $k_{\text{пп}}^{\Sigma} = k_{\text{пп}}^i$; в) при $D_i = D_j$ и $k_{\text{пп}}^i = k_{\text{пп}}^j$ для конкретных i и j должны получать уравнение, зависящее от меньшего числа компонент (компоненту j исключаем), причем вместо V_i в нем должно стоять $V_i + V_j$; г) при $D_n/D_{n-1} \rightarrow 0$ и V_n достаточно малом должны получать уравнение, в котором $k_{\text{пп}}^{\Sigma}$ выражается через $k_{\text{пп}}^{\Sigma(n-1)}$, получаемого из $n - 1$ фракции при помощи соотношения типа

$$k_{\text{пп}}^{\Sigma} = k_{\text{пп}}^{\Sigma(n-1)} (1 - V_n) + k_{\text{пп}}^{\Sigma(n-1)} k_{\text{пп}}^n V_n,$$

первый член отвечает чистой смеси $(n - 1)$ -го порядка, а второй — заполненной дополнительно n -й фракцией.

Фильтр неравенства. При плотной упаковке и достаточно дифференцированных размерах частиц $k_{\text{пп}}^{\Sigma}$ должно быть не меньше средней взвешенной пористости частиц и больше произведения пористостей (плотнейшая упаковка).

Другие упомянутые нами ранее фильтры для описания данной конкретной задачи малоинформативны. Упомянем лишь, что при малых V_i ($i > 1$) отличие $k_{\text{пп}}^{\Sigma}$ от $k_{\text{пп}}^1$ должно быть величиной первого порядка малости по V , а критическая точка двухкомпонентной смеси должна быть в диапазоне $V = 0,55 - 0,8$.

Применение полученных фильтров для оценки предложенных и новых формул может представлять некоторый стимулирующий интерес для теоретиков, однако проблема состоит в том, что при решении геоло-

гических задач постановка несколько отличается от приведенной почти математической постановки.

Основное отличие, значимо влияющее на получаемый результат [35], состоит в том, что реальные размеры частиц, образующих горную породу, крайне редко имеют дискретный спектр такой, что относительное содержание компонент разных размеров не связано с этими размерами. С математической точки зрения это означает, что уравнение для $k_{\text{пп}}^{\Sigma} = k_{\text{пп}}^{\Sigma}(D_i/D_1, V_i, k_{\text{пп}}^i)$, $i = 1-n$, должно быть дополнено уравнением, связывающим объемные содержания V_i с размерами D_i/D_1 . Уравнения такой связи, как показывают данные литологов, существенно зависят от обстановки седimentации (в основном от характера сносимого материала и энергетики осадконакопления).

Приведенные выше уравнения и неравенства формально могут быть обобщены на случай, когда распределение частиц по размеру не дискретно, а непрерывно. Имеются и соответствующие экспериментальные данные, показывающие, что форма кривых для смесей частиц из нормального и логнормального распределений частиц принципиально не меняется (Х.И. Сац, Ц. Мореленд, 1968 г.). Однако до тех пор, пока мы не параметризуем имеющиеся у нас данные о плотности распределения частиц по размерам, получить соответствующие расчетные формулы невозможно.

К сожалению, на настоящий момент нам неизвестны общие уравнения, позволяющие по известному минеральному составу пород и обстановке осадконакопления выписать плотности распределения частиц по размерам. Более того, оказалось, что сопряженность минерального и гранулометрического составов пород носит не глобальный, а региональный характер и поэтому заранее ясно, что такие уравнения не могут быть выписаны в общем виде с фиксированными коэффициентами. Вместе с тем может быть предложен общий вид таких уравнений, коэффициенты которых могут быть впоследствии уточнены в некоторых ситуациях..

Так можно описать плотность распределения гранулометрического состава как смесь плотностей размеров основных породообразующих минералов с V_i . Это уравнение будет иметь вид

$$\varphi(D) = \sum V_i \varphi_i(D), \quad (2.1)$$

где $\varphi_i(D)$ задается одним из распространенных законов распределения, например Вейбулла или Авдеева. Последнее распределение, часто применяемое для описания свойств абразивных материалов, имеет вид

$$\varphi_i(D) = A_{ii} \exp(-A_{2i}(D)^{A_{3i}})(D)^{A_{4i}-1};$$

$$A_{1i} = \frac{100 \cdot A_{3i} (A_{2i})^{(A_{4i}/A_{3i})}}{\Gamma(A_{4i}/A_{3i})}, \quad (2.2)$$

где $\Gamma(t)$ — гамма-функция.

Анализ кривых гранулометрического состава показывает, что модель плотности Авдеева в большинстве случаев удовлетворительно аппроксимирует распределение зерен кварца, полевых шпатов, обломков породы. Вместе с тем модель плотности (2.1), (2.2) обладает существенным недостатком, поскольку не включает в себя параметры, характеризующие физическое и химическое выветривание, а именно они и определяют дифференциацию зерен минералов по различным фракциям. Так, для условий плиоцена Апшеронского полуострова в среднем размеры зерен кварца превышают размеры зерен полевых шпатов, а те в свою очередь превышают размеры зерен обломков пород [6]. В условиях Западной Сибири заметна иная тенденция. Зерна обломков пород в среднем больше по размеру и имеют меньшую дисперсию, а зерна кварца преобладают в породе.

Поскольку гранулометрический анализ, определение физических свойств и петрографический анализ пока еще редко проводятся на одном и том же материале, провести районирование территории СССР по терригенно-минералогическим провинциям и оценить диапазоны параметров распределения (2.1), (2.2) в настоящее время трудно. Поэтому тормозится и работа по теоретическому анализу сопряженности кривых гранулометрического и минерального составов, важная для оценки зависимости пористости от параметров распределения гранулометрического состава. При последовательном подходе необходима оценка взаимосвязи параметров распределения уже не просто материалов сноса, а материалов, отложившихся в данных условиях осадконакопления. Большинство генетических диаграмм показывает, что обстановка более или менее удовлетворительно описывается при помощи параметров распределения, характеризующих энергетику (т.е. через средний размер и некоторые меры дисперсности распределения). Таким образом, знание фациальных условий также может уточнить ассоциации минералов и диапазоны изменения параметров кривых гранулометрии, что позволило бы ставить задачу количественной обработки данных каротажа как задачу уточнения параметров этих кривых наряду с оценкой всех традиционных искомых свойств, тесно связанных с данными гранулометрии. Перед теоретиками в этом случае стоит сложная задача оценки параметров пористой структуры породы (в рамках схем решеток пересекающихся капилляров по кривым гранулометрического состава). Однако пока до реализации этой программы еще далеко, поэтому перейдем к более традиционной для геофизиков задаче оценки взаимосвязи пористости пород с содержанием глинистого и карбонатного цемента.

§ 2. Взаимосвязь между открытой пористостью пород и содержанием глинистого и карбонатного материала

Уравнения, приведенные в § 1 гл. 2, могли бы в принципе послужить основой для построения требуемых взаимосвязей. Так, выделив в породе содержание глинистой, алевритовой и песчаной фракций с характерными для них пористостями, можно было бы попытаться оценить пористость смеси. Однако развитие методов обработки данных каротажа пошло в основном по другому пути. В частности, оказалось что одно из основных предположений — об отсутствии расслоения породы на фракции — выдержано далеко не всегда. Так появилась необходимость вычленить слоистые и дисперсные глины. Затем появились публикации, в которых вычленялся уже новый тип глин — структурные, замещающие зерна породы. Ясно, что влияние разных типов глин на пористость будет разным. Так, дисперсные глины занимают в поровом пространстве породы часть, равную $k_{\text{гл}} (1 - k_{\text{п. гл}})$, а среди эффективных пор — равную $k_{\text{гл}}$. Здесь $k_{\text{гл}}$ — объемная глинистость породы; $k_{\text{п. гл}}$ — пористость глинистого материала. Слоистые глины, напротив, добавляют пористость, равную $k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}$; но уже не к $k_{\text{п}}$, а к $k_{\text{п}} (1 - k_{\text{гл}})$. Структурные глины увеличивают пористость породы на $k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}$.

Ясно, что если различные типы глинистости вводить независимо, то их вклады надо суммировать. Важный вопрос — как эти типы соотносятся друг с другом? Первая гипотеза была выдвинута еще в 50-е годы В.Н. Кобрановой. Согласно ей существует некая критическая глинистость, при превышении значений которой глина становится слоистой. Эту гипотезу с оценкой требуемой доли глинистости (порядка 0,2–0,36) применяли разные исследователи. Другая интересная оценка была получена эмпирическими специалистами фирмы Шлюмберже и с тех пор с теми же коэффициентами мигрирует по геофизическим публикациям. Это гипотеза о взаимосвязи содержания структурных $k_{\text{гл. стр}}$, слоистых $k_{\text{гл. сл}}$ глин и пористости:

$$k_{\text{п}} \leq k_{\text{п. ск}} \left\{ 1 - (k_{\text{гл. сл}} + k_{\text{гл. стр}})^2 (2 - k_{\text{гл. сл}} - k_{\text{гл. стр}}) \right\}. \quad (2.3)$$

Следует отметить, что при $k_{\text{гл. сл}} = 0$ или $k_{\text{гл. стр}} = 0$ соотношение не вырождается к соотношениям связи $k_{\text{п}}$ с $k_{\text{гл. сл}}$ или с $k_{\text{гл. стр}}$, которые обсуждались нами выше. Как бы то ни было, к настоящему времени геофизиками опубликован достаточно большой набор уравнений связи пористости с глинистостью. Часть уравнений сведена в табл. 3. В этих уравнениях фигурирует почти всегда пористость скелета $k_{\text{п. ск}}$. Коэффициенты $k_{\text{гл}}$, $k_{\text{ал}}$ отражают значения объемных содержаний глинистой и алевритовой фракций, а $k_{\text{п. пч}}$, $k_{\text{п. ал}}$, $k_{\text{п. гл}}$ — соответственно пористости песчаника, алеврита, глин.

Практика сопоставления результатов по различным петрофизическим уравнениям и регионам показала, что влияние карбонатности на

Таблица 3

Уравнения взаимосвязи пористости $k_{\text{п}}$ и глинистости $k_{\text{гл}}$ терригенных осадочных город

Авторы	Комментарий	Уравнение	Номер
В.И. Кобринова (1962 г.)	Уравнения применимы в основном для коллекторов с дисперсной глинистостью	$k_{\text{п}} = (1 - k_{\text{гл}})k_{\text{п, пч}} + k_{\text{гл}}k_{\text{п, гл}}$ (1)	
Б.Ю. Венделльштейн (1966 г.)	То же	$k_{\text{п}} = \frac{k_{\text{п, ск}} - C_{\text{гл}}}{1 - C_{\text{гл}}} ; \quad k_{\text{п}} = k_{\text{п, ск}}(1 - \eta_{\text{гл}}); \quad \eta_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}/(k_{\text{п}} + C_{\text{гл}})$ (2)	
В.Н. Дахнов (1975 г.)	Зависимость имеет перегиб в области с $k_{\text{гл}} = 0,3 - 0,5$, $a \approx 5 \div 10$, $b \leqslant 1$	$k_{\text{п}} = k_{\text{п, ск}}(1 - k_{\text{гл}}^*) \exp(-ak_{\text{гл}}^*) + k_{\text{п, гл}}(k_{\text{гл}}^*)^b$, где $k_{\text{гл}}^* = k_{\text{гл}}/(1 - k_{\text{п, гл}})$ (3)	
В.С. Афанасьев и др. (1975 г.)	Взаимосвязь между $k_{\text{гл}}$ и $k_{\text{ал}}$ не учитывается	$k_{\text{п}} = k_{\text{п, пч}} + k_{\text{п, гл}}k_{\text{гл}} + k_{\text{п, ал}}$ (4)	
М.М. Эллаский (1978, 1980 гг.)	В уравнении 1978 г. $a \approx 0, 1980$ г. $a = 1$. Уравнение применимо, когда $(k_{\text{п, гл}}k_{\text{гл}}/k_{\text{п}}) \leqslant 1$	$k_{\text{п}} = k_{\text{п, ск}}^* + [(k_{\text{п, ск}}^*)^2 - 4k_{\text{п, ск}}k_{\text{гл}}k_{\text{п, гл}}]^{1/2}$, где $k_{\text{п, ск}}^* = k_{\text{п, ск}} - ak_{\text{гл}}$ (5)	

М.М. Эппанский
(1982 г.)

$$k_{\text{п}} = (k_{\text{п.ск}} - k_{\text{п.мин}})(1 - k_{\text{п.рн}}/k_{\text{рн}}) + k_{\text{п.мин}}$$

Уравнение неразрешимо явно относительно $k_{\text{п}}$.
При $(k_{\text{п.рн}}/k_{\text{рн}}) \geq 1$
 $k_{\text{п}} = k_{\text{п.мин}}$

М.М. Эппанский,
Н.А. Митрина (1983 г.)

$$k_{\text{п}} = \begin{cases} 0,232 - 0,062(k_{\text{рн}}/k_{\text{п}}) & \text{при } (k_{\text{рн}}/k_{\text{п}}) \leq 3 \\ 0,106 - 0,009(k_{\text{рн}}/k_{\text{п}}) & \text{при } (k_{\text{рн}}/k_{\text{п}}) > 3 \end{cases}$$

(7)

$$k_{\text{п}} = 0,27 - 0,141k_{\text{рн}} - 0,668k_{\text{карб}}$$

Эмпирическое уравнение (для Барса-Гельмеса)

(8)

Л.А. Буяковский
(1985 г.)

$$k_{\text{п}} = k_{\text{п.ск}} - k_{\text{п.рн}}C_{\text{рн}} - 0,697C_{\text{карб}}$$

Эмпирическое уравнение (Анишронский полуостров). $k_{\text{п.ск}} = 36,6$,
 $k_{\text{п.рн}} = 0,204$

(9)

$$k_{\text{п}} = (t)(0,00047C_{\text{рн}} + 0,0055)C_{\text{карб}}, \quad \text{где } t = (59,7 - 0,54C_{\text{рн}} + 0,0075C_{\text{рн}}^2)$$

Эмпирическое уравнение (Анишронский полуостров)

(10)

пористость, если она (карбонатность) присутствует, как правило, значительно больше, чем влияние глинистости. Зависимость пористости от карбонатности может иметь характер линейной или даже гиперболической зависимости. Вместе с тем оказалось, что попытка ввести в уравнения параметры, характеризующие содержание алевритовой фракции, как правило, не приводили к значимому повышению точности зависимостей.

Обработка большого объема данных гранулометрии показала, что для большинства регионов существует довольно устойчивая взаимосвязь между содержаниями глинистой и алевритовой компонент пород в области от $k_{\text{гл}} = 0$ до $k_{\text{гл}} = 40 \div 70\%$. При дальнейшем нарастании $k_{\text{гл}}$ связь эта инвертируется.

Таким образом, при построении зависимости пористости от глинистости в области коллекторов мы, как правило, косвенно учтываем и влияние алевритистости через глинистость ввиду их тесной взаимосвязи. Поскольку подобная зависимость между глинистостью и карбонатностью породы отсутствует, влияние карбонатности на пористость следует учитывать отдельно (табл. 3).

Резюмируя содержание этого параграфа, мы считаем полезным отметить следующее.

1. Практика обработки эмпирических данных показывает, что, как правило, имеются монотонные зависимости пористости породы от содержания в ней глинистого и карбонатного цементов.

2. Зависимость пористости от содержания комплексного параметра $k_{\text{гл}} + k_{\text{карб}}$ или $k_{\text{карб}} + (1 - k_{\text{карб}})k_{\text{гл}}$ более устойчива, чем зависимость от каждого из этих параметров по отдельности.

3. При больших содержаниях цементирующего материала точность зависимостей чаще всего снижается, а сами зависимости выплачиваются.

4. Практика расчетов показала, что наиболее устойчивыми представляются зависимости k_n не от абсолютных, а от относительных параметров, коэффициенты которых имеют четко выраженный физический смысл.

5. Приведенные зависимости пористости от содержания цементирующего материала можно рекомендовать для использования в практике количественной интерпретации данных каротажа.

§ 3. Взаимосвязь остаточной водонасыщенности с открытой пористостью, глинистостью и другими свойствами пород

Если при рассмотрении вопроса о взаимосвязи пористости с распределением зерен породы по размеру у нас не возникало альтернатив схеме укладки частиц, то при рассмотрении зависимости остаточной водонасыщенности породы от других ее свойств возможно использование двух принципиально различных схем. Первая из них — схема уклад-

ки частиц; вторая — схема решетки капилляров. Вместе с тем о наличии такого рода взаимосвязей свидетельствуют многочисленные экспериментальные данные и публикации, начиная с пионерской работы Г.А. Аричи (1950 г.) об остаточной водонасыщенности карбонатных пород. Именно разработки концептуальных схем для расчета остаточной водонасыщенности пород и их доведение до конкретных вычислительных моделей представляют большой интерес. Не рассматривая детально эти концептуальные схемы и получаемые с их помощью соотношения, проанализируем виды ряда фильтров, определяющих уравнения для остаточной водонасыщенности $k_{\text{ов}}$.

Фильтр мощности. Уравнение для остаточной водонасыщенности должно включать пористость пород и характеристики, отражающие содержание мелкодисперсной фракции этих пород. Возможно выражение этих характеристик через данные гранулометрии или порометрии.

Фильтр размерности. Соотношения для остаточной водонасыщенности должны зависеть от безразмерных комплексов переменных или же коэффициенты при переменных должны иметь размерность, обратную размерности переменных. Так, если соотношение для $k_{\text{ов}}$ связано с медианным диаметром зерен, дисперсией размеров зерен или удельной поверхностью породы, то оно должно включать их не сами по себе, а в комплексе с параметрами, характеризующими пленки связанный воды.

Фильтр тождества. Соотношения для остаточной водонасыщенности должны вырождаться в частных случаях в соотношения для неглинистых пород и для глин. В частности, соотношения должны давать верные предельные переходы для экстремальных значений аргументов, например, пористости и глинистости.

Фильтр неравенства. Соотношения для остаточной водонасыщенности не могут давать оценки $k_{\text{ов}}$ при заданных значениях характеристик породы ($k_{\text{п}}$ и $k_{\text{гл}}$) большие, чем в рамках специальной схемы расположения пор породы (параллельные непересекающиеся поры) и глинистости. В рамках такой схемы взаимодействие капилляров отсутствует и все поры рассматриваются независимо. Кроме того, фильтр неравенства позволяет предполагать монотонность изменения $k_{\text{ов}}$ при изменении пористости и глинистости породы по отдельности.

Перейдем теперь к соотношениям, вытекающим из различных концептуальных представлений о схемах строения пористых сред или из различных средств их описания, поскольку остальные фильтры по существу мало что дают при решении этой задачи.

В рамках схемы укладки частиц остаточная водонасыщенность будет пропорциональна удельной поверхности частиц, содержащихся в единице объема. Если предположить, что известно распределение частиц по диаметрам, а содержание связанный воды определяется двумя параметрами — толщиной пленки этой воды, равной для i -го минерала δ , и удельной поверхностью частицы с диаметром D , равной $\pi f D^2$, где f — фактор формы, то суммарный объем связанный воды определится через второй

момент плотности распределения диаметров зерен. Определяя пористость через объем зерен (третий момент), можно вычислить величину остаточной водонасыщенности пород. Реализация этой программы затруднена, поскольку моменты распределения, задаваемого (2.1) и (2.2) аналитически, просто не выражаются. Удается, правда, получить аппроксимации при помощи других видов распределений, для которых моменты аналитически вычисляются. К числу наиболее удобных распределений, обладающих таким свойством и определенных лишь в положительной области задания диаметров зерен, относятся логнормальное распределение и бета-распределение. Однако поскольку вопрос об адекватности этих распределений или смесей этих семейств распределений пока еще не исследован, мы не приводим здесь соответствующих оценок.

В рассматриваемой схеме расчета остаточной воды учитывается лишь содержание связанной воды и не учитывается содержание других компонент остаточной воды — капиллярной, защемленной и т.д.

Можно попытаться оценить остаточную водонасыщенность через удельную поверхность или же через объемное содержание отдельных минералов. Так, предполагая, что влажность породы $w = k_{\text{п}} k_{\text{ов}}$ и приравнивая ее сумме, состоящей из трех членов (первый отвечает защемленной воде или воде углов пор, второй — пропорционален пористости породы, третий — глинистости), приходим к уравнению

$$k_{\text{п}} k_{\text{ов}} = b + a k_{\text{п}} + k_{\text{п. гл}} k_{\text{гл}}, \quad (2.4)$$

которое преобразуется к виду

$$k_{\text{ов}} = a + b/k_{\text{п}} + k_{\text{п. гл}} k_{\text{гл}}/k_{\text{п}}. \quad (2.5)$$

Уравнения подобного вида широко используются в практике обработки данных каротажа за рубежом и в СССР [62, 71]. При этом коэффициенты a и b положительны и обычно меняются в пределах $0 \leq a \leq 0,2$, $0,01 \leq b \leq 0,5$.

Помимо уравнения (2.5) предложен ряд других соотношений, связывающих $k_{\text{ов}}$ с $k_{\text{п}}$ или с $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{гл}}$, в основном эмпирического характера или же связанных со схемой укладки частиц. Укажем, в частности, линейные связи $k_{\text{ов}}$ с пористостью, глинистостью, относительной глинистостью $\eta_{\text{гл}} = k_{\text{гл}}/(k_{\text{п}} + k_{\text{гл}})$. Взаимосвязи остаточной водонасыщенности с проницаемостью пород мы отдельно исследуем ниже. К другой группе связей относятся связи, вытекающие из схемы описания пористой среды в виде решетки капилляров.

Следует иметь в виду, что многие эмпирические уравнения, будучи по форме различными, в ограниченной области могут давать сходные аппроксимации. Так, расчеты и анализ показывают, что эффективность многих петрофизических уравнений, формально отличных друг от друга, на содержащих некий малый параметр ϵ и совпадающих с точностью

до первых членов разложения в ряд по этому параметру, оказывается близкой.

Например, подбирая коэффициенты $c_1 - c_5$ в соотношениях (2.6), можно убедиться в близости их при малых ϵ :

$$\begin{aligned} \epsilon^{c_1 \epsilon} &\approx \frac{1}{1 - c_2 \epsilon} \approx (1 + c_3 \epsilon) \approx (1 + c_4 \epsilon) \approx (1 + c_4 \epsilon)^{\gamma} \approx \\ &\approx (1 + \ln(1 + c_5 \epsilon)). \end{aligned} \quad (2.6)$$

Безусловно, что в выражение (2.6) входят далёко не все сходные аппроксимации. Кроме того, следует представить себе, что параметр можно получить не только как непосредственно данное малое значение $k_{\text{гл}}$, $\eta_{\text{гл}}$ и т.д., но и с учетом малости отклонений значений от их средних (например, пористости или глинистости от их средних значений) или наличия малых коэффициентов (часто бывает при экспонентах).

Среди эмпирических уравнений особо следует выделить уравнение, обобщающее уравнение (2.5). Это уравнение отличается от (2.5) тем, что в нем вместо члена $b/k_{\text{п}}$ стоит член $b/k_{\text{п}}^c$. Степенная гиперболическая зависимость $k_{\text{ов}}$ от $k_{\text{п}}$ восходит к работам Г.А. Арчи. Однако обобщение, в котором сочетается влияние глинистости и пористости в виде степенной гиперболической зависимости было предложено лишь в недавней публикации одного из авторов настоящей работы [63]. Применимость такой аппроксимации была доказана для карбонатных и терригенных отложений ряда районов нашей страны.

Из других эмпирических соотношений отметим предложенное зарубежными авторами неравенство

$$k_{\text{ов}} \geq c / (k_{\text{п}} - k_{\text{п. гл}} k_{\text{гл}}). \quad (2.7)$$

Перейдем теперь к концептуальной схеме решетки капилляров, представляющей особый интерес, ибо основные теоретические интересные результаты получены именно в рамках этой схемы.

Исторически схема решетки капилляров явилась развитием схем одиночного капилляра и пучка капилляров. Развитие схемы решетки капилляров стимулировано работами И. Фетта, показавшего важность учета не столько пресловутой "извилистости капилляров" и неоднородности распределения их размеров, сколько их взаимопересекаемости и перетоков между ними. Одним из способов учета взаимопересекаемости пор явилось использование секционной модели (пористая среда представляется в виде секций, в рамках каждой из которых поры распределены в соответствии с их плотностью распределения, а секциистыкуются случайно и поэтому диаметры в местах стыковки пор могут резко изменяться). Модель эта, предложенная Чайлдсом и Коллис Джорджем, подробно рассмотрена ниже в разделе о проницаемости горных пород. Некоторую информацию о ней можно почерпнуть в работе [24].

Применительно к задаче расчета остаточной водонасыщенности горных пород такая схема представляется интересной, поскольку позволяет оценить эффект блокировки крупных пор мелкими (если слева и справа от крупной поры будут мелкие, то вода из крупной поры не будет вытесняться, пока давление не станет таким, чтобы вытеснить воду из более мелких пор). Таким образом возникает защемленная вода или защемленные углеводороды за счет эффекта блокировки.

Впервые на необходимость учета блокировки указал М.М. Элланский в 1978 г. Он же предложил способ учета этого эффекта, исходящий из того, что имеются две группы пор — микропоры и макропоры (это некоторая дискретная аппроксимация плотности распределения пор по радиусу). Макропоры разбиваются в свою очередь на два класса — блокированные и неблокированные. Доля блокированных пор вычисляется исходя из условия независимости вероятностей, т.е. как произведение вероятностей, отвечающих вероятности наличия макрокапилляров $P_{\text{макр}}$ и микрокапилляров $P_{\text{микр}}$.

Долю микрокапилляров естественно определить, исходя из содержания пор цементирующего вещества на единице объема пор породы:

$$P_{\text{микр}} = \sum_{i=1}^k k_{\text{цем } i} k_{\text{п. цем } i} / k_{\text{п.}}, \quad (2.8)$$

где $k_{\text{цем } i}$ — содержание цемента i -го типа; $k_{\text{п. цем } i}$ — его пористость.

Именно такая формула для расчета $P_{\text{микр}}$ для случая $k = 1$ (цемент только глинистый) была предложена М.М. Элланским в 1978 г.

Долю макропор можно вычислить, исходя из условия

$$P_{\text{микр}} + P_{\text{макр}} = 1. \quad (2.9)$$

В итоге выражение для $k_{\text{ов}}$ получается как сумма трех членов, выражающих содержание остаточной воды в микропорах, макропорах неблокированных и макропорах блокированных с учетом долей этих видов пор, т.е.

$$k_{\text{ов}} = P_{\text{микр}} 1 + P_{\text{макр}} (1 - P_{\text{микр}}) \alpha + P_{\text{макр}} P_{\text{микр}} \beta, \quad (2.10)$$

или его эквивалентной записи

$$k_{\text{ов}} = P_{\text{микр}} 1 + (1 - P_{\text{микр}}) [\alpha (1 - P_{\text{микр}}) + \beta P_{\text{микр}}]. \quad (2.11)$$

Аналогично можно выписать выражение для содержания остаточных нефти или газа $k_{\text{онг}}$, в котором, естественно, в первом члене $P_{\text{микр}}$ будет умножаться не на 1, а на 0, если глинистый цемент гидрофилен.

Конкретизируем теперь выражения для α и β с учетом типа насыщения пород. Считаем, что в продуктивных породах содержание воды в макропорах обоих видов (блокированных и неблокированных) совпадает и равно $k_{\text{ов min}}$. Эта величина равна остаточной водонасыщенности

чистой, незаглинизованной породы, чаще всего изменяющейся в интервале 0,05–0,20.

Сделанное предположение отвечает гипотезе о том, что в процессе насыщения породы углеводородами блокированные поры также оказались насыщенными (с учетом фактора геологического времени, в течение которого происходило изменение топологии порового пространства породы, а также возможностей не только струйных, но и других механизмов миграции это предположение не выглядит слишком неправдоподобным). В итоге из выражения (2.11) с учетом $\alpha = \beta = k_{\text{ов}}$ приходим к уравнению

$$k_{\text{ов}} = k_{\text{ов min}} + (1 - k_{\text{ов min}}) P_{\text{микр}}. \quad (2.12)$$

Выражая $P_{\text{микр}}$ как $k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}} / k_{\text{п}}$, окончательно получим для продуктивной гидрофильтрной породы

$$k_{\text{ов}} = k_{\text{ов min}} + (1 - k_{\text{ов min}}) / k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}} / k_{\text{п}}. \quad (2.13)$$

В рамках рассмотренной схемы для водонасыщенной гидрофильтрной породы получим модель $k_{\text{ов}}$, отличную от (2.5). Это обусловлено тем, что в блокированных макропорах водоносной породы содержится вода, а не углеводороды. С учетом этого обстоятельства для водоносной породы получим следующую модель $k_{\text{ов}}$:

$$k_{\text{ов}} = k_{\text{ов min}} + (1 - k_{\text{ов min}}) \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_{\text{п}}} \left(2 - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_{\text{п}}} \right). \quad (2.14)$$

Сравнивая отношения (2.13) и (2.14), легко увидеть, что при прочих равных условиях остаточная водонасыщенность водоносной породы больше остаточной водонасыщенности продуктивной породы.

Считая $k_{\text{п. гл}} = b$ и $k_{\text{ов min}} = c$ (первая из этих констант изменяется обычно в интервале 0,1–0,5, а вторая – 0,05–0,2), модели (2.13) и (2.14) можно представить в виде функций $k_{\text{ов}} = k_{\text{гл}} / k_{\text{п}}$ (рис. 1). В таком виде модель $k_{\text{ов}}$ для водоносных гидрофильтрных пород была опробована применительно ко многим представителям терригенных отложений. Во всех случаях эта модель хорошо описывала экспериментальные данные.

Соотношения (2.13) и (2.14) получены для продуктивной и водоносной пород при условии, что они гидрофильтрны. Эти соотношения легко обобщить для пород, в различной степени гидрофобизированных. Введем коэффициент гидрофобизации $k_{\text{гфб}}$, равный отношению активной (в основном глинистой) поверхности пор, адсорбирующей углеводороды, к полной активной поверхности пор. Этот коэффициент предложен Л.К. Танкаевой [52]. Очевидно, для гидрофильтрной породы $k_{\text{гфб}} = 0$, а полностью гидрофобной – 1. Вводя коэффициент гидро-

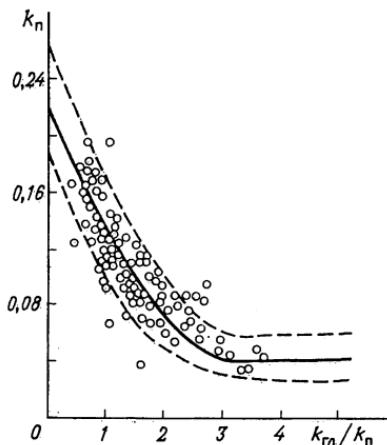


Рис. 1. Корреляционная связь между открытой пористостью k_n и относительной глинистостью $k_{\text{гл}}/k_n$ для терригенных отложений горизонта P_2 -II Халчагайского поднятия

фобизации в рассматриваемую нами схему решетки капилляров, получим, что доля микрокапилляров, равная $k_{\text{гфб}} k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}/k_n$, будет содержать связанные углеводороды. С учетом этого получим следующее выражение для остаточной водонасыщенности продуктивной гидрофобизированной породы

$$k_{\text{ов}} = k_{\text{ов min}} + (1 - k_{\text{ов min}} - k_{\text{гфб}}) \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_n}. \quad (2.15)$$

В рамках рассматриваемой схемы решетки капилляров можно получить и модель остаточной нефтегазонасыщенности. Для гидрофобизированной продуктивной породы она будет иметь вид:

$$k_{\text{онг}} = k_{\text{онг. чист}} \left(1 - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_n}\right) + (1 - k_{\text{ов}}) \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_n} \times \\ \times \left(1 - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_n} + \frac{k_{\text{гфб}} k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_n}\right), \quad (2.16)$$

здесь $k_{\text{онг. чист}}$ — остаточная нефтегазонасыщенность чистых, незаглинизованных пород, обычно равная 0,2–0,25 [63].

Модели остаточных водо- и нефтегазонасыщенности включены в системы петрофизических моделей программ для ЭВМ "Фиеста", "Море", "Карбонаты" и др., используемых для комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. Более подробно и о самих программах, и о роли в них моделей $k_{\text{ов}}$ и $k_{\text{онг}}$ говорится в гл. 5 и 8.

Из изложенного выше должно быть ясно, что при построении моделей остаточных водо- и нефтегазонасыщенности следует учитывать процессы блокировки макропор микропорами. Рассмотренная схема учета

этого эффекта не является единственной возможной. Исходя из тех же идей о влиянии блокировки, но, опираясь на работы Л.М. Письмена по теории ветвящейся пористой среды, Б.Н. Еникеев (1980 г.) предложил несколько отличную от рассмотренной выше схему расчёта [24]. Основное отличие заключается в схеме соединения капилляров. Если выше мы фактически исходили из гипотезы о секционном строении пористой среды (каждая пора присоединяется на одном из контактов лишь к одной другой поре), то, исходя из гипотезы о том, что из одного узла может исходить более двух капилляров, можно прийти к несколько отличным от приведенных выше оценкам эффекта блокировки. Поскольку такое рассмотрение тесно связано с другими работами по решёткам взаимодействующих капилляров, остановимся подробнее на соответствующем круге вопросов.

Вначале несколько слов о теории переколяции. Эта теория возникла из простой вероятностной задачи о просачивании по связям (узлам), т.е. о передаче сигнала из одной точки решетки на бесконечное расстояние по ней в том случае, когда каждое из ребер (узлов) решетки с заданной вероятностью P пропускает или же с вероятностью $1 - P$ не пропускает сигнал. Начиная с первых работ (1957 г.) число публикаций, посвященных применению этой модели, существенно выросло (с 1965 г. рост числа публикаций стал экспоненциальным и к настоящему времени полная библиография статей на эту тему характеризуется трёхзначным числом). Основные интересные для наших целей результаты относятся к задаче о просачивании по связям и сводятся к следующим. Если решётка характеризуется случайно величиной z_i (z_i – координационное число, равное числу капилляров, сходящихся в i -м узле), то для нее существует некое критическое значение вероятности P , равное P_c , такое, что при $P \leq P_c$ просачивание отсутствует, а при $P > P_c$ нарастает [для

$(P - P_c) \ll 0,2$] как степень разности $P - P_c$.

Для целого ряда регулярных решёток с разной размерностью получены методом Монте-Карло и аналитически числовые значения P_c (табл. 4).

Оказалось, что сведенные в таблицу значения P_c , z , d связаны с неожиданно высокой точностью соотношением

$$P_c = d/(d - 1).$$

Для задач расчета сопротивления удалось численно оценить показатель степени μ в уравнении для эффективного сопротивления $\bar{R} \approx (P - P_c)^\mu$. Оценки μ (полученные разными методами) варьируют от 1,1 до 1,43 ($d = 2$) и 1,6–1,75 ($d = 3$). При попытке получить более точные (неасимптотические) результаты, пригодные во всей области изменения $(P - P_c)$, были встречены серьезные трудности. Вместе с тем для частных схем построения пористых сред (деревьев Бете, т.е. не содержащих циклов или же схем ветвящейся пористой среды [24]) удалось

Таблица 4

Тип решетки	z	zP_c	P_c	d
Шестиугольная	3	0,6527	1,96	2
Квадратная	4	0,5	2,0	2
Треугольная	6	0,3473	2,08	2
Алмазная	4	0,388	1,55	3
Кубическая	6	0,247	1,48	3
Объемноцентрическая	8	0,178	1,42	3
Гранецентрическая	12	0,119	1,43	3

получить имеющие довольно простой вид аналитические результаты. Так, для модели ветвящейся пористой среды (Л.М. Письмен, 1973 г.), являющейся обобщением известной модели пористой среды (В.С. Маркин, 1966 г.), предполагается, что каждый капилляр с радиусом больше критического (надкритический) может ветвиться на малом отрезке длины на несколько надкритических с вероятностями $P_{z1}, P_{z2}, \dots, P_{zN}$, где P_{zl} — вероятность разветвиться или же исчезать с вероятностью λ . Если известна доля макропор γ (аналог P), то для такой среды удается найти долю заполненных макропор. $\beta = 1 - q^2$, где q — наименьший положительный корень уравнения $q = f(q)$.

Значение $f(t)$ задается через производящие функции:

$$f(t) = (\lambda + \sum_{l=1}^N P_{zl} t^{(zl-1)}) / (\lambda + \sum_{l=1}^N P_{zl}). \quad (2.17)$$

Критическое значение P_c , равное критической доле надкритических пор, задается при этом уравнением

$$P_c = [\sum_{l=1}^N (z_l - 1) P_{zl}]^{-1}. \quad (2.18)$$

Из выражения (2.18), в частности, следует, что если пора ветвится только на две ($N = 1, z_1 = 3$), то $P_c = 0,5$, а если только на три ($N = 1, z_1 = 4$), то $P_c = 1/3$ поры. В общем случае чем разветвленнее пористая среда, тем меньше P_c . Для двух указанных простых частных случаев задания N и z_l выражения для q удается получить в аналитическом виде. Для $N = 1, z_1 = 3, P_{z1} = \nu$ получаем $q = (\lambda/\nu)^2$ при $(\lambda/\nu) \leq 1$; $q = 1$ при $(\lambda/\nu) \geq 1$.

Аналогично при $N = 1, z_1 = 4, P_{z1} = 3$ справедливо $q = (\sqrt{1 + 4(\lambda/\nu)^2} - 1)/2$ при $(\lambda/\nu) \leq 1$.

Если требуемые неравенства не выполнены, то $q = 1$.

Для более сложных случаев удается получить приближенные соот-

ношения и двухсторонние неравенства для q . Заметим, что входящие отношения (λ/ν) можно заменить на $(1 - \gamma)/\gamma$, ибо $\gamma = \nu/(\lambda + \nu)$.

Эти выражения справедливы во всем диапазоне изменения $P - P_c$ или γ .

Остановимся теперь на применении этих результатов к расчету остаточной водонасыщенности горных пород. Пусть пористая среда устроена так, что поровые каналы, имеющие радиус, меньший r_k (подкритические), заполнены одной фазой, а больший r_k (надкритические) — могут быть заполнены и другой фазой.

Пусть блокированные микропорами макропоры (надкритические) с вероятностью η насыщены так же, как и микропоры, а неблокированные содержат долю остаточной воды, равную $k_{ov\ min}$. Тогда уравнение для k_{ov} приобретает вид

$$k_{ov} = 1 - \gamma [\beta(1 - k_{ov\ min}) + (1 - \beta)\eta]. \quad (2.19)$$

Здесь коэффициент η , как и ранее, заключен между $1 - k_{ov}$ и 1 и может возрастать линейно по мере приближения к зоне предельного нефтегазонасыщения [63].

§ 4. Взаимосвязь проницаемости с открытой пористостью, остаточной водонасыщенностью и другими свойствами пород

Вопросы расчета проницаемости горных пород по их другим физическим свойствам (гранулометрии, минеральному составу, пористости и т.п.) уже более 100 лет привлекают внимание исследователей. Основные результаты по этим вопросам, полученные к началу пятидесятых годов, были суммированы в обобщающих работах Л.С. Лейбензона [30] и А.Е. Шейдеггера [60]. Работа А.Е. Шейдеггера открыла специалистам глаза на то, что круг исследователей, занимающихся проблемой проницаемости горных пород, довольно широк. В него входят специалисты в области гидродинамики и механики, химической технологии, грунтоведы, физики, математики. В последние десятилетия исследования в этом направлении развиваются широким фронтом. Появляются публикации, содержащие много ссылок на работы в смежных областях знания. К числу наиболее интересных публикаций последних лет можно отнести обобщающие монографии [48, 56, 68].

Вопросы расчета проницаемости решаются в основном в рамках концепций укладки частиц и решетки капилляров. Имеются и многочисленные чисто эмпирические соотношения. Следуя нашей традиции, остановимся на структуре фильтров применительно к этой конкретной задаче.

1. Фильтр мощности. Проницаемость должна зависеть от пористости среды, а также характеристик пор (их размеров и связности).

2. Фильтр размерности. Взаимосвязи проницаемости с другими свойствами пород должны включать фактор, отражающий некоторую меру

площади поровых каналов. Это может быть квадрат медианного диаметра зерен или поровых каналов или нечто подобное.

3. Фильтр тождества. Взаимосвязи проницаемости должны переходить в частных случаях во взаимосвязи для простых моделей пористых структур (модели типа одиночного капилляра или параллельных капилляров).

4. Фильтр неравенства. При прочих равных условиях взаимосвязи должны отражать монотонный рост проницаемости с ростом пористости, медианного размера зерен и поровых каналов.

5. Фильтр соответствия. Проницаемость при нулевых (реально при больших нуля) пористости и медианном диаметре зерен (пор) породы должна быть нулевой.

Остальные типы фильтров для рассматриваемой задачи несущественны. Отметим также, что фильтры могут быть существенно уточнены после принятия той или иной концепции строения пористой среды.

Итак, соображения размерности диктуют некую форму уравнения для проницаемости. Уравнение это должно иметь вид произведения фактора, определяемого размером зерен (поровых каналов), на функцию от пористости породы и характеристик размеров и структуры порового пространства породы. В работе Я. Бера и др. (1971 г.) это утверждение записывается с помощью уравнения

$$k_{\text{пр}} = d^2 f_0(k_{\text{п}}) f_1(\sigma) f_2(T), \quad (2.20)$$

где σ характеризует форму зерен, а T – извилистость.

Это выражение, строго говоря, не является общим, а исходит уже из некоторых концептуальных представлений о строении пористой среды. Уместно перейти теперь к анализу подобных представлений.

Исторически первыми появились представления пористой среды в виде укладки сфер равного радиуса. Обзор основных ранних публикаций по расчету проницаемости при таком допущении о структуре пористых сред приведен в публикации Л.С. Лейбензона [30]. С этих позиций получены разные выражения для функций $f_0(k_{\text{п}})$ и $f_2(T)$ (в рамках подобных схем извилистость T выражается через пористость $k_{\text{п}}$). Ряд такого рода полуэмпирических аппроксимаций рассмотрен ниже (следуем в этой сводке в основном работе Дуллиена [68]). С начала 20-х годов был предложен ряд аппроксимаций, выражающих влияние пористости на проницаемость. Простейшие аппроксимации имеют вид степенной взаимосвязи проницаемости и пористости, причем показатель степени варьирует от 1 до 6 со средним значением порядка 3–4. Ряд аппроксимаций отличается от степенной наличием сомножителя $(1 - k_{\text{п}})^{-2}$. Кроме того, иногда вместо степени от $k_{\text{п}}$ в аппроксимациях используется степень от $k_{\text{п}, \text{эф}}$.

Функция $f_1(\sigma)$, определяемая формой зерен, полагается обычно по-

стойкой. Расчеты показывают, что $f_1(\sigma)$ в зависимости от формы зерен может меняться, как правило, не более чем в 2 раза.

Следует отметить, что большинство расчетов в рамках схемы укладки монодисперсных сфер по существу сводилось к применению уравнения Пуазейля для цилиндрических капилляров. Исключение составляли лишь расчеты в рамках теории обтекания укладок сферических частиц. Книга Шейдеггера популяризировала работу Бринкмана по тормозной теории проницаемости (теории обтекания сфер). Бринкман, исходя из допущения, что действующая на сферу вязкая сила F определяется выражением (2.20), получил формулу для укладки сфер:

$$F = 3\pi\mu q D \left[1 + \frac{D}{2\sqrt{k_{\text{пр}}}} + \frac{D^2}{12k_{\text{пр}}} \right], \quad (2.21)$$

где μ — вязкость; q — средний поток далеко от сферы; D — диаметр сферы;

$$k_{\text{пр}} = \frac{D^2}{72} \left[3 - \frac{4}{1 - k_{\text{пп}}} - 3\sqrt{\frac{8}{1 - k_{\text{пп}}} - 3} \right]. \quad (2.22)$$

Следует отметить, что в ходе вывода принималось допущение о равенстве тормозных сил всех n сфер выражению $\mu q / k_{\text{пр}}$ и соотношение, связывающее суммарный объем сфер и их пористость

$$\frac{4}{3} n \pi (D/2)^3 = 1 - k_{\text{пп}}. \quad (2.23)$$

В работе [60], в которой соотношение (2.22) приводится дважды с очевидной опечаткой, отмечается, что из (2.23) вытекает, что при $k_{\text{пп}} \leq 1/3$ проницаемость равна нулю. Обнаружение этого факта в [68] приписывается Хаппелю и Бреннеру. В монографии этих авторов [55] приводится выражение для $k_{\text{пр}}$, полученное из сходных соображений и имеющее вид [2.24]:

$$k_{\text{пр}} = \frac{k_{\text{пп}}^3 (3 + 2V^{5/3})}{6 - 9V^{4/3} + 9V^{2/3} - 6V^3}, \quad (2.24)$$

где $V = 1 - k_{\text{пп}}$.

В работе [68] отмечается, что подобные теории справедливы в области высоких пористостей ($k_{\text{пп}} \geq 0,5$) и непригодны в области низких.

Рассмотрение вопросов, связанных с подобным приближением, в последние годы занимает больше механиков и математиков, чем прикладников и уело бы нас слишком далеко. Дальнейшее обсуждение этих работ и ссылки можно найти в публикациях [32, 33, 35].

Поскольку даже решение задачи расчета проницаемости укладок

монодисперсных сфер наталкивается на серьезные математические трудности, ясно, что рассчитывать в ближайшие годы на прогресс в решении аналогичной задачи для смесей сфер разного радиуса не приходится.

Один из наиболее интересных подходов был предложен Козени и развит Карманом в 1937 г. Было показано, что если в уравнении (2.20) вместо D^2 использовать параметр $(k_{\text{пп}}/S)^2$, где S – удельная поверхность, вычисляемая по уравнению (2.25), а вместо произведения $f_0(k_{\text{пп}})f_2(T)$ использовать произведение, где извилистость T приблизительно равна $\sqrt{2}$, то это позволяет вести расчет и в полидисперсном случае:

$$S = 6(1 - k_{\text{пп}}) \sum_{i=1}^N (w_i/d_i), \quad (2.25)$$

где d_i и w_i – соответственно диаметр и относительное содержание зерен i -й фракции породы.

На основе этих соотношений получается уравнение, некоторые модификации которого широко применялись на практике:

$$k_{\text{пп}} = ak_{\text{пп}} \left(\frac{k_{\text{пп}}}{S}\right)^2 \frac{1}{T^2}. \quad (2.26)$$

К числу наиболее известных и ранних результатов в этом направлении относятся результаты, полученные А.М. Нечаем (1954 г.), а также Ф.И. Самедовым и Л.А. Буряковским (1957 г.). Эти авторы аппроксимировали уравнение (2.26) степенным уравнением (2.27)

$$k_{\text{пп}} = ak_{\text{пп}}^b/S^c, \quad (2.27)$$

причем в первой из указанных работ было принято $b = 3$, $c = 3,3$, а во второй $b = 3$, $c = 3$. При использовании (2.26) по существу происходит замена оценки D по среднему диаметру, получается оценка, близкая к средней гармонической. Помимо соотношения (2.26), концептуально отмечающего использование модели одиночного капилляра с радиусом, определяемым как отношение объема пор к их удельной поверхности, есть и иные методы расчета, основанные на использовании информации о втором моменте распределения зерен по размеру.

В направлении учета дисперсии размеров зерен σ_{Φ} имеются в основном лишь разрозненные эмпирические результаты. Так, Крамбейном и Монком (1942 г.) было получено уравнение $k_{\text{пп}} = a_0 D^2 \exp(-a_1 \sigma_{\Phi})$. В этом уравнении под σ_{Φ} подразумевается среднее отклонение диаметра от геометрического среднего в φ единицах. Т. Петитジョンом (1949 г.) получено сходное уравнение, имеющее вид $k_{\text{пп}} = a_0 D^2 \exp(-a_1 S_0)$, в котором S_0 – коэффициент сортировки. Впоследствии предприни-

мались попытки скорректировать это уравнение за счет учета влияния глубины залегания пород-коллекторов.

Ряд уравнений основан на использовании информации о квантилях распределения зерен пород по размеру. Обозначим через d_a — a -й квантиль распределения диаметров зерен породы по размеру. В. Байер и К. Швайгер предложили использовать уравнение, зависящее от отношения разных квантилей

$$k_{\text{пр}} = (a_0 + a_1 \frac{d_{60}}{d_{10}}) D^2 f(k_{\pi}).$$

Более громоздкое уравнение, содержащее член, зависящий от геометрии зерен ($f_1(G)$) предложено М.П. Павличем (1976 г.):

$$k_{\text{пр}} = f_1(G) (d_{17})^2 \left(\frac{d_{60}}{d_{10}} \right)^{1/3} D^2 f(k_{\pi}).$$

Оригинальный вид имеет уравнение В.Н. Кондратьева (1958 г.)

$$k_{\text{пр}} = a_0 \left(\frac{d_k}{d_{100} - k_{\pi}} D \right)^2 k_{\pi}.$$

Хотя все формулы, приведенные выше, в известной мере сходны (вводится мультипликативная поправка за разнозернистость, определяемая некой мерой ширины распределения зерен по диаметру), они отличны от соотношений, соответствующих идеям метода гидравлического радиуса (пористая среда уже не приравнивается к некому фиктивному одиночному капилляру). Более того, приведенные эмпирические формулы показывают, что такое приравнивание некорректно (влияние дисперсии размеров капилляров, не сводимое к указанной поправке, отмечал П. Карман в 1937 г.). Несмотря на этот факт, модели, исходящие из концепции одиночного капилляра, получили очень широкое развитие. Немалую роль в такой экспансии этой модели в среде петрофизиков сыграли представления о наличии взаимосвязи между остаточной водонасыщенностью породы и ее удельной поверхностью (предполагалось, что вода расположена в виде тонкой пленки на поверхности зерен породы).

Итак, полагая $k_{\pi} k_{\text{ов}}$ пропорциональным (для неглинистых пород или пород, в которых глина обволакивает зерна скелета, это вполне правдоподобно), из предположений П. Кармана приходим к уравнению

$$k_{\text{пр}} = a k_{\text{п.эф}} \left(\frac{k_{\text{п.эф}}^2}{k_{\pi} k_{\text{ов}}} \right)^2 \frac{1}{T^2}, \quad (2.28)$$

или, считая, что $k_{\text{п. эф}} = k_{\text{п}}(1 - k_{\text{ов}})$, получаем

$$k_{\text{пр}} = ak_{\text{п}} [(1 - k_{\text{ов}})^3/k_{\text{ов}}^2] \frac{1}{T^2}. \quad (2.29)$$

Отметим, что при малых значениях $k_{\text{ов}}$ справедливо разложение

$$(1 - k_{\text{ов}})^3 \approx 1 - 3k_{\text{ов}}.$$

Соотношения, подобные (2.28) и (2.29), широко популяризируются в советской литературе по петрофизике [6, 8, 16, 26, 27]. Используя их, легко строить новые уравнения, называя их теоретическими, поскольку извилистость T при желании можно связывать на основе соображений самого разного порядка как с $k_{\text{п}}$, так и с $k_{\text{ов}}$. По-видимому, к простейшим уравнениям этого типа относится степенное соотношение, изобретаемое неоднократно целым рядом исследователей:

$$k_{\text{пр}} = ak_{\text{п}}^b/k_{\text{ов}}^c. \quad (2.30)$$

Коэффициенты b и c имеют следующие значения: $b = 3, c = 2$ по Вилли и Розе (1950 г.); $b = 3, c = 1$ по Шлюмберже (1974 г.); $b = 4,96, c = 2$ по Тимуру (1968 г.); $b = 2,72, c = 1,86$ по Гладышу (1984 г.).

Опыт использования зависимостей вида (2.30) для самых разнообразных объектов, в том числе и существенно более глинистых, чем это предполагается при выводе (2.30), показал, что они довольно эффективны и устойчивы, хотя в сильно заглинизованных коллекторах влияние пористости на проницаемость много слабее, чем влияние остаточной водонасыщенности.

Естественным шагом при построении петрофизических уравнений является учет содержания глинистого и карбонатного цемента на проницаемость пород. Влияние это, как правило, более сильно, чем влияние пористости, поэтому эмпирические уравнения имеют обычно вид

$$k_{\text{пр}} = ak_{\text{п}}^b \exp(ck_{\text{гл}}) \exp(-dk_{\text{карб}}). \quad (2.31)$$

В частности, такое уравнение с $b = 5,6, c = 2,2, d = 5,3$ приведено в работе Н.А. Митриной и М.М. Элланского [36].

С точки зрения петрофизики уравнения этого типа обладают определенным недостатком. В частности, в них не фиксируется, что если все поры заполнены глинами, т. е. $k_{\text{п}} = k_{\text{п. гл}} k_{\text{гл}}$, то проницаемость равна нулю. Иными словами, следует учсть зависимость остаточной водонасыщенности от пористости и глинистости пород. Этую зависимость можно принять в виде

$$k_{\text{п}} k_{\text{ов}} = k_{\text{п}} k_{\text{ов. min}} + (1 + b/\sqrt{C_{\text{в}}}) k_{\text{п. гл}} k_{\text{гл}}, \quad (2.32)$$

где $C_{\text{в}}$ — минерализация насыщающей воды [32].

Тогда в уравнение для $k_{\text{пр}}$ вместо $k_{\text{пп}}$ необходимо подставить

$$k_{\text{пп}}(1 - k_{\text{ов}}) = k_{\text{пп}}[1 - k_{\text{ов min}} - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{пп гл}}}{k_{\text{пп}}}(1 - \frac{b}{C_{\text{в}}})].$$

В работах [32, 62] показано, что коэффициент c в уравнении

$$k_{\text{пр}} = a [k_{\text{пп}}(1 - k_{\text{ов}})]^c, \quad (2.33)$$

где $k_{\text{пп}}(1 - k_{\text{ов}})$ выражается, как указано выше, варьирует в диапазоне от 4 до 7.

Хотя уравнение (2.33) выглядит физически более обоснованным, чем (2.31), оно исходит из некоторых допущений, в рамках схемы одиночного капилляра непреодолимых. Предполагается, что закупорка всех капилляров происходит одновременно, хотя, как мы видели в подразделе об остаточной водонасыщенности, всегда может иметь место эффект блокировки, когда уже часть заполненных цементом капилляров перекрывает все пути фильтрации.

Однако для того чтобы получить соответствующие расчетные соотношения, необходимо исходить из некоторой схемы строения решетки капилляров, учитывающей распределение капилляров по размерам, топологию решетки и размещение по порам разного радиуса и расположение в этой решетке. Кстати, именно в рамках подобной схемы можно надеяться получить объяснение влиянию карбонатности на проницаемость, обычно более существенному, чем влияние глинистости, и уравнением (2.33) не учитываемому, если не ввести взаимосвязь $k_{\text{ов min}}$ с карбонатностью (обычно взаимосвязь эта для случая терригенных пород имеет характер монотонно возрастающей степенной функции).

Простейший способ учета эффекта блокировки пор предложен в работе [24]. Уравнение имеет довольно простой вид

$$k_{\text{пр}} = a (k_{\text{пп}} \frac{1 - k_{\text{ов}}}{1 - k_{\text{ов min}}})^b R^2, \quad (2.34)$$

где R — средний радиус макрокапилляров, вычисляемый, как и выше, через эффективную пористость породы (или остаточную водонасыщенность) или медианный диаметр зерен, а $k_{\text{ов min}}$ выражается, как и выше, через пористость и карбонатность. Особенностью этого уравнения является то, что радиус капилляра также может быть связан с карбонатностью породы. Уместно упомянуть, что уравнение (2.34) оказалось одним из двух лучших уравнений для расчета проницаемости [вторым оказалось уравнение (2.31)] при оценке $k_{\text{пр}}$ по трем разным массивам. Всего рассматривалось 12 уравнений, а R в (2.34) выражалось как $k_{\text{ов}}^c$ [30].

Однако попытки учета эффекта блокировки пор в рамках подобных полуэмпирических моделей представляются неудовлетворительными, поскольку игнорируются важнейшие характеристики пористой среды — топология решетки капилляров и распределение их по радиусу. Работам в этом направлении после выхода в свет книги А.Е. Шейдеггера [60] и публикаций И. Фетта (1956 г.) уделялось очень много внимания.

Приведем вывод уравнения для проницаемости, исходя из схемы параллельного соединения прямых капилляров. Пусть радиусы капилляров распределены с плотностью $\varphi(r)$. Тогда число пор в единичном сечении породы n и расход жидкости Q через такое сечение будут выражаться формулами

$$n = \int_0^{\infty} \varphi(r) dr; \quad (2.35)$$

$$Q = - \frac{\pi n}{8} \left[\int_0^{\infty} r^4 \varphi(r) dr \right] \frac{\text{grad } p}{\mu}, \quad (2.36)$$

где μ — вязкость; p — давление.

Отсюда с учетом того, что площадь всех пор выражается уравнением (2.37), а пористость входит в уравнение (2.38), легко получить соотношение связи $k_{\text{пр}}$ и k_n с плотностью пор данного радиуса:

$$k_n = \pi n \int_0^{\infty} r^2 \varphi(r) dr; \quad (2.37)$$

$$Q = -k_{\text{пр}} \frac{\text{grad } p}{\mu}; \quad (2.38)$$

$$k_{\text{пр}} = \frac{k_n}{8} \left[\int_0^{\infty} r^4 \varphi(r) dr \right] / \left[\int_0^{\infty} r^2 \varphi(r) dr \right]. \quad (2.39)$$

Уравнение (2.39), таким образом, связывает значение $k_{\text{пр}}$ с пористостью и отношением четвертого и второго моментов плотности распределения.

Следует упомянуть, что ряд авторов приводят сходное уравнение для решения этой задачи в ином виде (интеграл берется уже от частного подынтегральных функций, т.е. $k_{\text{пр}}$ зависит не от отношения указанных моментов, а лишь от второго момента плотности распределения пор по радиусу). Различие обусловлено тем, что $\varphi(r)$ у этих авторов имеет иной смысл (оно характеризует не число пор данного радиуса, а их объем, что далеко не одно и то же). Для учета изотропии размещения капилляров уравнение должно быть умножено на коэффициент 1/3.

Недостаток моделей параллельного типа — отсутствие в них пережимов капилляров — эффекта их "гофрировки". Противоположную крайность представляют собой модели серийного типа, в которых на протя-

жении длины каждого из капилляров могут встретиться произвольные из допустимых радиусы пор с учетом их плотности распределения. Проделывая требуемые расчеты, можно прийти к уравнению

$$k_{\text{пр}} = \frac{k_{\pi}}{8} \left[\int_0^{\infty} r^{-4} \varphi(r) dr \right]^{-1} / \left[\int_0^{\infty} r^2 \varphi(r) dr \right]. \quad (2.40)$$

Можно совершенно строго показать, что уравнения (2.39) и (2.40) дают соответственно верхнюю и нижнюю границы для проницаемости (это может служить одним из фильтров). Соответствующие результаты, говорящие о том, что свойства решетки с произвольной топологией заключены между свойствами предельных решеток с топологией (способами соединения капилляров) в известной мере крайней, приведены в частности в работах Шоппера [75]. Известным недостатком таких оценок проницаемости является то, что они оказываются слишком широкими в случае, когда плотность распределения пор по радиусу сильно "размыта" (имеет большую дисперсию). Шоппером же была сделана интересная попытка получить интерполяционное уравнение для расчета проницаемости, зависящее от первых двух моментов плотности распределения и топологии решетки:

$$k_{\text{пр}} = \frac{\bar{R}^2}{8} (1 - \epsilon \zeta), \quad (2.41)$$

где $\zeta = \text{var}(\bar{R}^2)$ – вариация квадрата радиуса пор; \bar{R} – математическое ожидание радиуса; ϵ – параметр, характеризующий топологию пористой решетки и теоретически меняющийся от нуля до единицы, а для реально встречающихся типов горных пород – от 1/2 до 3/4.

Еще одним уравнением, учитывающим параметр, характеризующий топологию решетки, является уравнение, основанное на принципе непрерывного смещения [34]:

$$k_{\text{пр}} = \frac{k_{\pi} \psi}{8 \beta} \left[\int_0^{\infty} (r^4/\beta)^g \varphi(r) dr \right]^{1/g} / \left[\int_0^{\infty} r^2 \varphi(r) dr \right], \quad (2.42)$$

где ψ – доля пор в данном направлении (при $\psi = 1/3$ приходим к случаю изотропной среды); β – коэффициент извилистости пор (при $\beta = 1$ поры прямые).

Заметим, что при $g = \pm 1$ мы приходим к неравенствам (2.39) и (2.40). В случае свойств взвешенных средних оценка $k_{\text{пр}}$ по формуле (2.42) заключена между оценками, получаемыми по (2.39) и (2.40) при $-1 \leq g \leq 1$. Следует отметить, что параметр g характеризует топологию пористой среды. При практическом применении соотношений следует вместо k_{π} подставить $k_{\pi, \text{эф}} = k_{\pi} (1 - k_{\text{об}})$.

Рассмотрим частные виды задания $\varphi(r)$. Плотность $\varphi(r)$, очевидно,

должна удовлетворять ряду требований, в частности, должна быть положительно определенной. Желательно также, чтобы ее моменты можно было легко определять аналитически. Таким условиям удовлетворяет целый ряд плотностей, в частности, плотности, отвечающие логарифмически нормальному закону и бета-распределению, что позволяет найти аналитические выражения для $k_{\text{пр}}$.

Если плотность $\varphi(r)$ имеет бесконечно малую дисперсию (является δ -функцией Дирака), то выражение (2.41) упрощается, топология решетки перестает влиять и обе границы $g = +1$ и $g = -1$ сливаются, давая оценку проницаемости, отвечающую схеме одиночного капилляра.

Довольно надежные приближения для оценок проницаемости можно получить в условиях, когда дисперсия распределения $\varphi(r)$ мала, но остается конечной. В рамках предположения, что моментами более высоких порядков, чем второй, можно пренебречь, легко получить неравенство

$$k_{\text{пр}} \geq \frac{k_{\pi} \psi}{8\beta} (\bar{R})^2 [1 + 0,5(g-1)\zeta^2], \quad (2.43)$$

где ζ – коэффициент вариации для квадрата радиуса пор, а остальные обозначения те же, что в формулах (2.41) и (2.42).

Можно получить и противоположное неравенство, если строить разложение не от $(\bar{R})^2$, а от обратной величины $(1/\bar{R})^2$. Это позволяет получить оценку значения $k_{\text{пр}}$ снизу:

$$k_{\text{пр}} \leq \frac{k_{\pi} \psi}{8\beta} \frac{(\bar{R})^2}{1 + 0,5(g-1)\zeta}, \quad (2.44)$$

где обозначения те же, что и в формуле (2.43).

Отметим сходство оценки (2.43) с неравенствами, полученными М.И. Швидлером и Ж. Матероном [59]. Отметим также, что разложения в ряд введенных нами ранее эмпирических уравнений для $k_{\text{пр}}$, зависящих от дисперсии распределения диаметров зерен породы, с точностью до первых членов разложения по дисперсии совпадают с соотношениями (2.43).

Наконец отметим, что, как показывает обработка данных гранулометрического анализа, для коллекторов обычно существует довольно тесная прямая линейная связь между глинистостью и коэффициентами сортировки и неоднородности. В силу этого, а также того обстоятельства, что карбонатный цемент распределен, как правило, неоднородно, соотношения (2.43) – (2.44) помогают лучше понять петрофизический смысл уравнения (2.31).

Приведенные выше соотношения конечно же не являются единственной возможной альтернативой учета неоднородности распределения пор по радиусу. В качестве иного важного класса уравнений можно упомянуть

нуть уравнения, предложенные в рамках схемы Чайлдса и Коллис-Джорджа, Маршалла, Муалема. В рамках этой модели предполагается, что поры резко меняются в местахстыковки секций, а сопротивление пор определяется сопротивлением меньшей из них. Это допущение приводит к уравнению

$$k_{\text{пр}}(R) = M \sum_{\alpha=0}^R \sum_{\tau=0}^{\alpha} \tau^2 F(\alpha) F(\tau) \delta \alpha \delta \tau. \quad (2.45)$$

В уравнении (2.45) при $\alpha < \tau$ τ^2 заменяется на α^2 , величина M – нормировочная постоянная. Уравнение (2.45) может быть записано и в интегральной форме, введенной Муалемом

$$k_{\text{пр}}(R) = M \left[\int_0^R \int_0^\alpha \tau^2 F(\alpha) F(\tau) d\alpha d\tau + \int_0^R \int_0^\alpha \alpha^2 F(\alpha) F(\tau) d\alpha d\tau \right]. \quad (2.46)$$

Одно из наиболее распространенных и компактных уравнений этого типа – уравнение Маршалла, имеющее более обозримый вид:

$$k_{\text{пр}}(i_0) = \frac{k_{\text{п}}^{\beta} - N}{8N^2} \sum_{j=i_0}^N (2j+1-2i_0)r_j^2. \quad (2.47)$$

При выводе этого уравнения предполагается, что поры имеют N типов, упорядоченных по радиусу; i_0 – номер последнего класса пор, заполненных несмачивающей фазой, коэффициент β Маршалл рекомендует задавать равным 2 (Миллингтон и Квирк полагают $\beta = 4/3$). Рассмотренный подход к учету перетоков между капиллярами с точки зрения теории недостаточно обоснован по сравнению с аппаратом теории эффективной среды и перколяции, развитым в последние десятилетия.

В случае, когда изменчивость проницаемости отдельных капилляров не слишком велика, применимо уравнение эффективной среды или самосогласования, имеющее вид трансцендентного уравнения относительно эффективной гидропроводности решетки капилляров. Подробнее об уравнениях этого типа можно прочесть в работах [10, 40, 56, 57].

Интересно отметить, что в условиях малой дисперсии размеров поровых каналов уравнение эффективной среды допускает аппроксимации через R и ζ , имеющие сходный характер.

В последние годы резко возрос интерес к уравнениям для проницаемости, выводимым исходя из перколяционной методологии. Особенностью получаемых при этом результатов является наличие пороговых значений $k_{\text{пр}}$. Наиболее простые и наглядные предложения по применению этого подхода сделаны Е.Е. Ловецким и В.И. Селяковым в 1984 г.

Согласно этому подходу, значение $k_{\text{пр}}$ вычисляется по традиционной формуле типа Козени–Кармана, доминированной на функцию $\eta(k_{\text{п}})$, определяемую выражением

$$\eta(k_{\pi}) = \begin{cases} 0 & \text{при } (k_{\pi}/k_{\text{п. ск}}) \leq P_c \\ (k_{\pi}/k_{\text{п. ск}} - P_c)^t & \text{при } P_c < \frac{k_{\pi}}{k_{\text{п. ск}}} < P_c + 0,2 \\ 1 & \text{при } (\frac{k_{\pi}}{k_{\text{п. ск}}}) \geq P_c + 0,2. \end{cases} \quad (2.48)$$

При этом значение P_c , отвечающее порогу перколяции, вычисляется по соотношению $P_c = 0,17/(1 - k_{\text{п. ск}})$, значение $t \approx 1,7 \pm 0,2$, а уравнение Козени–Кармана зависит не от k_{π} , а от $k_{\text{п. ск}}$, которое варьирует от 0,26 до 0,48.

Другие, более содержательные и интересные подходы, в которых методы теории перколяции предложено применять при расчете и фазовых проницаемостей, можно найти в работах [24, 32, 45, 48, 56, 59].

Необходимо отметить, что наряду со схемами решетки капилляров можно попытаться учесть отличие слагающих породу компонент от монодисперсных сфер и в рамках других схем, в том числе и в рамках схем теории обтекания (тормозной теории типа Бринкмана). Интересная попытка в этом направлении сделана Д. Вилкинсоном (1985 г.). Он применил метод непрерывного вложения Д.А. Бруггемана (доступное изложение этого метода можно найти, в частности, в работе [32]). Согласно этому методу, каждая сфера большого размера может рассматриваться как вложенная в смесь, состоящую из сфер меньшего размера и формально при проведении расчетов принимаемую за однородную среду. Подобные представления (подробнее они описаны в работе [32]) приводят в случае большой дисперсии распределений сфер по размеру к уравнению

$$k_{\text{пр}} = \frac{1}{9} (\bar{R})^2 \frac{k_{\pi}^3}{(1 - k_{\pi})^2} \exp(-\sigma^2). \quad (2.49)$$

Отметим сходство уравнения (2.49) с уравнением Крамбейна и Монка.

Следует однако отметить, что многие из предложенных подходов исходят из точки зрения удобства теоретического анализа, а не из описания реальных пористых сред. В этом смысле приятно выделяются публикации последних лет, выполненные рядом западных специалистов по физике, привлеченных геофизиками для решения этих задач. К числу подобных работ относятся публикации Л.Я. Раумера и П.М. Фридмана (1984 г.), в которых приводятся данные о пористости, проницаемости и медианном радиусе поровых каналов. Из этих данных следует, что при пористости, большей чем 0,2, медианный радиус поровых каналов неплохо коррелирует с пористостью.

Следует заметить, что выше при обзоре теоретических моделей пористых сред, используемых при расчете проницаемости, мы исходили из

того, что длина пор никак не связана с их радиусом, а в рамках схемы решетки капилляров исходили из того, что координационные числа, характеризующие порождение новых капилляров, никак не зависят от его радиуса. Первое из этих предположений было детально обсуждено еще в 50-е годы И. Феттом, который показал, что для широкого класса пористых сред длины капилляров пропорциональны некоторой степени их радиусов.

Интересные результаты в этом направлении, основанные на использовании современных экспериментальных средств, удалось получить в работах [24, 70]. Авторы этих работ использовали электронный сканирующий микроскоп, а для получения не двумерных, а трехмерных картин пористой структуры – технику последовательной съемки по мере полировки снимаемой на микроскоп поверхности.

На основе реконструированной картины пористой среды восстанавливались пористость, проницаемость, параметр пористости. Опыт проводился на песчанике Мазилон, имеющем диаметр зёрен 400 мкм. Среднее координационное число оказалось равным (3,49), причем выяснился тот факт, что наиболее крупные поры, как правило, имеют существенно большую протяженность. Несмотря на то, что эти данные получены пока (в силу уникальности эксперимента) лишь на одном образце, они заставляют задуматься над основными концептуальными представлениями, используемыми при моделировании, и бросают вызов теоретикам.

Ясно, что рассмотренные выше теоретические аппроксимации отнюдь не упрощаются при переходе от задачи расчета проницаемости к задаче расчета фазовых проницаемостей. Ясно также и то, что вследствие появления новых влияющих факторов степень их соответствия реальности не возрастает. Вместе с тем уже сегодня задача оценки фазовой проницаемости пород настолько необходима, что подтверждается большим числом отечественных и зарубежных публикаций. Именно поэтому актуальна задача построения расчетных моделей для описания фазовых проницаемостей горных пород, верно отражающих основные закономерности, полученные экспериментально, т.е. не опирающихся на знание плотности распределения пор по радиусу.

Сейчас наиболее применимы на практике две основные расчетные схемы. Первая исходит из того, что в поровом канале сосуществуют одновременно две фазы (одна из них, отвечающая пленке, обволакивающей стенки пор, а вторая – заполняющая оставшееся пространство). Расчетная схема этого типа широко распространена среди почвоведов. Вторая расчетная схема происходит из представлений, развитых в классических трудах М.Р. Вилли и Д.С. Пирсона. В последние годы она была использована М.М. Элланским (1978 г.). Схема эта по существу исходит из предположения о наличии двух систем каналов, по одной из которых идет фильтрация воды, а по второй – углеводородов. Объединяя эту схему со схемой строения поровых каналов, использованной при получении формул для расчета остаточной водонасыщенности, М.М. Эллан-

ский полагает, что обе фазы могут двигаться в одной и той же системе поровых каналов — системе не блокированных макрокапилляров. Общее же число капилляров пористой среды включает в себя как макрокапилляры, так и микрокапилляры.

В формулы для фазовых проницаемостей, полученные С. Пирсоном, входит извилистость поровых каналов полностью водонасыщенной породы T , а также извилистость частично водонасыщенной породы для воды $T_{\text{в}}$ и углеводородов $T_{\text{нг}}$. Согласно результатам Ф.М. Перкинса, Дж.С. Особи и К.Х. Райба (1957 г.)

$$T^2 = P_{\text{п}} k_{\text{п}} \quad \text{и} \quad T_{\text{в}}^2 = P_{\text{o}} k_{\text{п}} k_{\text{в}},$$

где $P_{\text{п}}$ — параметр пористости, или относительное сопротивление полностью водонасыщенной породы; P_{o} — относительное сопротивление частично водонасыщенной породы [10].

По значениям T и $T_{\text{в}}$ можно рассчитать величину $T_{\text{нг}}$. Используя отношение $P_{\text{п}} = 1/k_{\text{п}}^m$, получим формулы для фазовых проницаемостей, включающие в явном виде структурный коэффициент m . При выводе этих формул допускалось, что микрокапилляры, доля которых равна $k_{\text{к}} k_{\text{п. гл}} / k_{\text{п}}$, не участвуют в фильтрации воды и углеводородов. Полученные формулы имеют следующий вид:

$$\frac{k_{\text{пр. ф. нг}}}{k_{\text{пр. абс}}} = \frac{\frac{(1 - k_{\text{в}} - k_{\text{онг}})^2}{(1 - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_{\text{п}}})^2}}{\frac{(1 - k_{\text{в}})^3 (1 - k_{\text{ов}}^{1,5 - 0,5m})^3}{(1 - k_{\text{ов}})^3 (1 - k_{\text{в}}^{1,5 - 0,5m})^3}}; \quad (2.50)$$

$$\frac{k_{\text{пр. ф. в}}}{k_{\text{пр. абс}}} = \frac{\frac{(k_{\text{в}} - k_{\text{ов}})^2}{(1 - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_{\text{п}}})^2}}{\frac{(k_{\text{в}} - k_{\text{ов}})^3 (1 - k_{\text{ов}}^{1,5 - 0,5m})^3}{(1 - k_{\text{ов}})^3 (k_{\text{в}}^{1,5 - 0,5m} - k_{\text{ов}}^{1,5 - 0,5m})^3}}. \quad (2.51)$$

Здесь $k_{\text{пр. ф. нг}}$ и $k_{\text{пр. ф. в}}$ — фазовые проницаемости по углеводородам и воде; $k_{\text{пр. абс}}$ — абсолютная проницаемость, т.е. проницаемость сухой породы по воздуху или инертному газу; $k_{\text{онг}}$ — остаточная нефтегазонасыщенность; остальные характеристики — $k_{\text{гл}}$ — глинистость, $k_{\text{в}}$ — водонасыщенность, $k_{\text{ов}}$ — остаточная водонасыщенность породы — введены выше.

Как видно из выражений (2.50) и (2.51), между абсолютной проницаемостью, используемой обычно в нефтегазовой геологии для выделения коллекторов, и фазовыми проницаемостями имеют место сложные взаимосвязи, обусловленные целым рядом других свойств продуктивных отложений. Совершенно очевидно, что при фиксированных значени-
60

ях фазовых проницаемостей (а именно они являются характеристиками получения притока из нефтегазоносного или водоносного коллектора), в зависимости от значений $k_{\text{в}}$, $k_{\text{ов}}$, $k_{\text{онг}}$, $k_{\text{гл}}$, $k_{\text{п. гл}}$ и $k_{\text{п}}$ абсолютная проницаемость может принимать различные значения. Поэтому поиск какого-то фиксированного "критического" значения абсолютной проницаемости для разделения коллекторов и неколлекторов (а именно так в подавляющем большинстве случаев организованы методики выделения коллекторов в нефтегазовой геологии) может либо оказаться вообще непродуктивным [при отсутствии корреляции между характеристиками породы, входящими в соотношения (2.50) и (2.51); такая корреляция обычно обусловлена влиянием глинистости на фильтрационно-емкостные свойства большинства терригенных пород и в некоторых случаях – карбонатных пород с межгранулярной пористостью], либо позволит решать задачу с большими погрешностями.

Фирма Шлюмберже использует для расчета фазовых проницаемостей формулы, более простые, чем соотношения (2.50) и (2.51):

$$\frac{k_{\text{пр. ф. нг}}}{k_{\text{пр. abs}}} = \left(\frac{1 - k_{\text{в}} - k_{\text{онг}}}{1 - k_{\text{ов}} - k_{\text{онг}}} \right)^2; \quad (2.52)$$

$$\frac{k_{\text{пр. ф. в}}}{k_{\text{пр. abs}}} = \left(\frac{k_{\text{в}} - k_{\text{ов}}}{1 - k_{\text{ов}}} \right)^3. \quad (2.53)$$

Но даже формулы (2.52) и (2.53) свидетельствуют о сложной зависимости между абсолютной и фазовыми проницаемостями породы.

Обычно в практической деятельности геологии, занимающиеся изучением нефтегазоносных отложений, задачи разделения коллекторов и плотных пород, а также оценки характера насыщения коллекторов решают, используя значения абсолютной проницаемости. Из сказанного выше видно, что такой подход не может дать достаточно надежных решений, а в ряде случаев вообще не позволяет решить названные задачи (при большой изменчивости характеристик, входящих в формулы для фазовых проницаемостей, и при отсутствии корреляции между фильтрационно-емкостными свойствами пород и их глинистостью). Но в любом случае важно знать, какие значения принимает проницаемость породы по нефти, газу и воде при фиксированном значении абсолютной проницаемости.

Первые обобщенные данные по этому вопросу опубликованы С. Жакеном в 1965 г. [62]. Согласно этим данным отношение эффективной проницаемости по газу терригенных пород к их абсолютной проницаемости пропорционально $(1 - k_{\text{ов}})^2$, а эффективные проницаемости по нефти и воде относятся к абсолютной проницаемости как $(1 - k_{\text{ов}})^5$. В качестве эффективной проницаемости рассматривается проницаемость

породы по нефти, газу или воде в случае однофазной фильтрации, когда в порах имеется остаточная вода.

Более поздние данные рассмотрены в работе [62], они отражены на рис. 2, из которого видно, что эффективная проницаемость по газу может составлять 0–0,9 $k_{\text{пр.абс}}$ при разных значениях остаточной водонасыщенности терригенных пород $k_{\text{ов}}$.

Для карбонатных отложений Ливии мы изучили по лабораторным данным связь между эффективной проницаемостью по нефти, абсолютной проницаемостью и эффективной пористостью. Эта связь описывается следующим соотношением

$$\frac{k_{\text{пр. эф. н}}}{k_{\text{пр. абс}}} = 5,18 k_{\text{п. эф.}}^{1,291} \quad (2.54)$$

При изменении эффективной пористости от 0,01 до 0,25 отношение эффективной проницаемости по нефти к абсолютной возрастает от 0,014 до 0,865.

Таким образом, мы видим, что эффективные проницаемости по нефти и газу могут очень сильно (на порядок и более) отличаться от абсолютной проницаемости. Эта разница будет еще более существенной в случае двухфазной фильтрации, когда "отдающую" способность коллектора надо оценивать не эффективными проницаемостями по нефти или газу при остаточной водонасыщенности, а фазовыми.

Завершая этот подраздел, кратко рассмотрим вопрос влияния минерализации пластовой воды на проницаемость породы. Естественно, что речь идет не об абсолютной проницаемости, а об эффективных проницаемостях при остаточной водонасыщенности и о фазовых проницаемостях. В наиболее обобщенном виде вопрос о влиянии минерализации

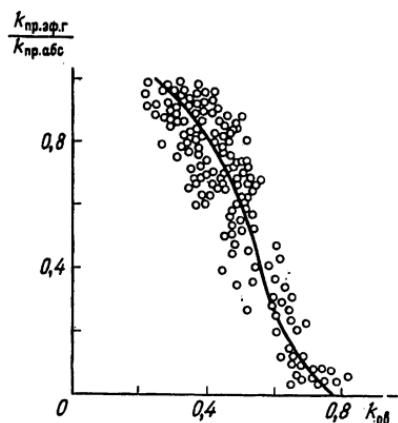


Рис. 2. Зависимость относительной эффективной проницаемости по газу от остаточной водонасыщенности для терригенных нижнетриасовых отложений Среднеютонгской площади

воды на эффективную проницаемость пород по воде рассмотрен С. Жакеном [62]. Согласно этим данным, величина остаточной водонасыщенности пород возрастает с уменьшением минерализации пластовой воды C_B пропорционально величине $1/\sqrt{C_B}$. В связи с этим снижается эффективная проницаемость по воде (и эффективные проницаемости по нефти и газу). Еще один фактор, который должен влиять на изменение эффективных проницаемостей при уменьшении минерализации пластовой воды – остаточная нефтегазонасыщенность $k_{\text{онг}}$. Экспериментальных данных об изменении этой характеристики пород в зависимости от минерализации воды практически нет. Расчеты, выполненные с помощью модели остаточной нефтегазонасыщенности, полученной таким же путем, как и модели остаточной водонасыщенности (2.13) и (2.14), рассмотренные нами выше, показывают, что величина $k_{\text{онг}}$ должна мало изменяться при изменении минерализации воды. Сейчас мы не будем останавливаться на модели $k_{\text{онг}}$, а опишем ее при рассмотрении систем петрофизических моделей, используемых при комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (см. гл. 5).

Увеличение остаточной водонасыщенности и снижение эффективных проницаемостей породы по воде, нефти и газу при уменьшении минерализации пластовой воды будет происходить пропорционально $1/\sqrt{C_B}$ до тех пор, пока минерализация C_B будет превышать так называемую критическую минерализацию C_0 , составляющую, согласно С. Жакену, для порошковых глин, от 20 до 80 г/л хлористого натрия (первая цифра относится к каолиниту, вторая – к монтмориллониту). Для уплотненных глин величина критической минерализации существенно ниже и изменяется от единиц граммов до десятых долей грамма на літр [62].

Величина C_0 характеризует предел стабильности глинистого материала. Начиная со значений C_B , меньших C_0 , глина переходит во взвешенное состояние. Перемещение глинистых частиц может привести либо к вымыванию части глинистого материала за пределы пористой среды, либо к механическому кольматажу – закупорке пор. В первом случае эффективная проницаемость породы резко возрастает, во втором – резко снижается. В обоих случаях порода претерпевает необратимые изменения структуры порового пространства.

В табл. 5 приводятся данные об изменении эффективной проницаемости по газу и остаточной водонасыщенности образцов терригенных нижнетриасовых отложений Среднетюнгской площади при изменении минерализации воды [62].

Рассмотренный эффект, к сожалению, практически не принимается во внимание при вскрытии и освоении нефтегазоносных отложений. Почти всегда скважины бурят с применением фильтраторов буровых растворов, имеющих минерализацию меньшую, чем пластовая вода. Естественно, что при этом ухудшаются коллекторские свойства нефтегазоносных коллекторов, а некоторые коллекторы (с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами) становятся неколлекторами. Если

Таблица 5

Номер образца	Минерализация раствора хлористого натрия, г/л			
	90		1,4	
	$k_{\text{пр. эф.г.}} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$k_{\text{ов}}$	$k_{\text{пр. эф.г.}} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$k_{\text{ов}}$
521	749,0	0,38	657	0,40
559	1640,0	0,27	1285,3	0,35
607	55,7	0,39	24,7	0,60
590	3,4	0,56	1,11	0,74

минерализация фильтрата бурового раствора больше критической, то положение можно исправить, заменив раствор более минерализованным. Если же минерализация фильтрата бурового раствора меньше критической, свойства коллекторов в данной скважине ухудшаются необратимо.

Из сказанного должно быть ясно, насколько важно исследовать в конкретных геологических и скважинных условиях характер изменения эффективных проницаемостей по нефти, газу и воде в зависимости от минерализации насыщающей породы пластовой воды, а во-вторых, установить критические значения минерализации воды в зависимости от состава глинистого цемента и степени его уплотнения.

Сказанное остается справедливым и по отношению к фазовым проницаемостям породы.

ГЛАВА 3

ВЛИЯНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ И ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД НА ИХ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

§ 1. Зависимость удельного электрического сопротивления пород от их пористости, глинистости, водонасыщенности и сопротивления насыщающего раствора

В данном разделе мы рассматриваем вопрос, который, по сути дела, привел к появлению современной петрофизики – вопросу взаимосвязи удельного электрического сопротивления горных пород с их коллекторскими свойствами и насыщенностью. Вопрос этот широко обсуждается в современных книжных и журнальных публикациях, в частности в работах авторов настоящей книги [32, 35, 62]. Мы в основном остановимся на зарубежных публикациях конца 70-х – на-

чала 80-х годов, которые в отечественной литературе освещены крайне неудовлетворительно.

Вначале целесообразно вернуться к постановке задачи описания горных пород как совокупности компонент разного минералогического состава, размещенных в пространстве некоторым закономерным образом в соответствии со структурой породы. При этом для описания электропроводности горных пород существенно выделить лишь несколько компонент. Первая из них – часть водонасыщенных пор со свободным раствором (пластовой водой), это – в основном макропоры. Вторая компонента – часть водонасыщенных пор, занятая двойным электрическим слоем, обычно это – микропоры и стенки макропор.

Сделаем одно важное замечание: при описании различных гидрофизических связей мы постоянно упоминаем о влиянии на них либо двойного слоя (взаимосвязи электропроводности и потенциалов самопроизвольной поляризации со свойствами пород), либо адсорбированной (физическими связанный) воды. Мы полагаем, что и физически связанная вода, и двойной электрический слой занимают один и тот же объем в поровом пространстве породы, равный $k_r k_{\text{п.гл}}$. При этом двойной электрический слой определяет электропроводность связанной воды, т.е. как бы характеризует ее минерализацию. Несомненно, что реальная картина взаимодействия физически связанной воды и двойного электрического слоя более сложна. Но в настоящее время имеющаяся по этому вопросу информация не дает нам оснований выбрать какую-то иную модель, описывающую это взаимодействие.

Помимо названных двух компонент можно выделить в качестве самостоятельных проводящие минералы – ширик, халькопирит и т.п. Описание объема микропор и их распределения целесообразно вводить в основном через описание цементирующего материала породы, в частности, через содержание в ней глинистого цемента. Остальные компоненты породы, в том числе породообразующие минералы, в случае, если они не пелитизированы или не корродированы в ходе постседиментационных преобразований, а также нефте- и газонасыщенные поры можно считать непроводящими.

Заметим также, что к разряду непроводящих пор можно отнести и проводящие поры, шунтированные непроводящими. Это непосредственно подводит нас к вопросу, уже отмеченному в § 2 гл. 2 – о необходимости задания кроме объемных содержаний компонент и их физических свойств также геометрии этих компонент и характера их взаимного размещения в пространстве. Однако вопросы описания геометрии компонент и структуры породы в целом приходится рассматривать лишь в рамках некоторой схемы строения горной породы.

В § 3 гл. 2 охарактеризован ряд таких схем, в частности, схема укладки частиц и схема решеток капилляров. В принципе, все эти схемы можно применять и для расчета удельной электропроводности горных пород.

Остановимся вначале на схеме укладки частиц. В рамках этой схемы целесообразно выделить несколько компонент: непроводящие зерна скелета с заданной геометрией, аппроксимируемой эллипсоидами; проводящие минералы (типа глинистых минералов), также аппроксимируемые при помощи эллипсоидов; другие компоненты характеризуют макропоры, насыщенные водой и насыщенные нефтью или газом, эти макропоры, как предполагается, занимают оставшееся после выделения двух первых компонент поровое пространство.

Таким образом, задача расчета удельного электрического сопротивления породы сводится в этом случае к формально математической задаче расчета проводимости укладки эллипсоидов разного размера и разной геометрии. Следует подчеркнуть, что в такой общей постановке эта задача точного решения не имеет. Более того, лишь в последние годы удалось получить решение высокой точности для существенно более простой задачи о проводимости укладки монодисперсных сфер в кубической и прямоугольной решетках, притом имеющее довольно громоздкий вид.

Ряд уравнений, описывающих проводимость таких систем эллипсоидов в различных приближениях, приведен в литературе (довольно подробный обзор и вывод ряда уравнений содержится в работах [20, 59]). Перед тем как перейти к описанию некоторых из этих уравнений, уместно остановиться на фильтрах, которые должны ограничивать класс всевозможных уравнений для расчета сопротивления, в первую очередь в рамках схемы укладки частиц.

1. **Фильтр мощности.** Практика показывает, что взаимосвязи должны включать помимо сопротивления пористость, глинистость и некоторые характеристики геометрии зерен скелета и глин и их взаимного расположения. Для неполностью водонасыщенных пород необходимо учитывать значение коэффициента водонасыщенности и геометрию распределения воды в поровом пространстве (в частности, наличие гидрофобизации).

2. **Фильтр размерности.** Уравнение для сопротивления породы всегда должно быть приводимо к безразмерному виду, в частности, путем нормировки на сопротивление насыщающего породу раствора (плотиновой воды).

3. **Фильтр симметрии.** Уравнение для сопротивления может быть симметрично относительно некоторых замен: пористость и сопротивление воды на глинистость и сопротивление глин, если геометрия расположения этих компонент сходна или же, напротив, принципиально асимметрична, если они неравноправны. Для дисперсного распределения глинистого материала в породе второе предположение более оправдано.

4. **Фильтр тождества.** Известными решениями для задачи расчета сопротивления являются решения для плоскопараллельной геометрии (зерна скелета вырождаются в эллипсоиды, ориентированные вдоль

или поперек поля) и уравнение Максвелла, применимое при малой контрастности электропроводности среды и включений и малом содержании включений. Кроме того, очевидно, что уравнения должны иметь правильные решения в случаях равных сопротивлений глин и воды, а также в случаях, когда пористость или глинистость равны нулю или единице.

5. **Фильтр неравенства.** Теоретически давно удалось получить ряд неравенств для сопротивления. В частности, удалось показать, что сопротивление породы с включениями любой геометрии с заданным объемом этих включений не может выходить за пределы, даваемые формулами для плоскоконформной геометрии. В случае, когда включения изотропны, соответствующие соотношения задаются формулами Максвелла, в которых в качестве включений используются соответственно более и менее проводящие фазы.

6. **Фильтр соответствия.** Помимо близости уравнения к точным решениям, упомянутым в фильтре тождества, полезно упомянуть о желательности близости уравнений к соотношению Дахнова–Арчи, довольно неплохо аппроксимирующему эмпирические данные для неглинистых пород, насыщенных минерализованной водой.

Оставшиеся фильтры представляются незначимыми для последующей работы с взаимосвязями.

Теперь мы подготовлены к обсуждению основных соотношений для сопротивления горных пород, полученных в рамках схемы укладки частиц.

В начале 70-х годов было известно несколько способов приближенного решения задач о электропроводности смесей частиц. Способы эти систематизированы Б.Н. Еникеевым [20, 32, 35]. Соответствующие уравнения приведены также в работе [62].

Уравнения эти имеют вид

$$\frac{\Lambda_{\pi}}{\Lambda_0} = \left[1 + \sum_{i=1}^N V_i \frac{(\Lambda_i - \Lambda_0)(1 - D_i)}{\Lambda_0 + D_i(\Lambda_i - \Lambda_0)} \right] / \left[1 - \sum_{i=1}^N \frac{V_i (\Lambda_i - \Lambda_0) D_i}{\Lambda_0 + D_i(\Lambda_i - \Lambda_0)} \right], \quad (3.1)$$

где Λ_{π} , Λ_0 , Λ_i , V_i , D_i – соответственно обобщенная проводимость породы, насыщающего раствора i -й частицы включений, объемное содержание частиц i -го типа, деполяризующий фактор для частиц этого типа (подробнее о D_i ($0 \leq D_i \leq 1$) можно прочесть во многих книгах по теории электромагнитного поля и в статье [20]). Заметим, что обобщенная проводимость Λ позволяет описывать не только электропроводность пород $\sigma_{\pi} = 1/\rho_{\pi}$, но и их статическую диэлектрическую ϵ_{π} и магнитную μ_{π} проницаемости. Уравнение (3.1) принято называть уравнением матричного типа. Оно получается из асимметричной схемы размещения частиц в О-связной (матричной) фазе.

Уравнение (3.2) получено в приближении равноправности всех фаз и называется уравнением статистической смеси:

$$\sum_{i=1}^N \frac{(\Lambda_i - \Lambda_{\text{пп}}) V_i}{\Lambda_{\text{пп}} + D_i (\Lambda_i - \Lambda_{\text{пп}})} = 0. \quad (3.2)$$

Заметим, что в отличие от (3.1) уравнение (3.2) симметрично относительно перемены индексов, ни одна из фаз не входит в него асимметрично, как фаза 0 в уравнение (3.1). В предположении о наличии непрерывной иерархии зерен породы, для которых на каждом уровне справедливо (3.1), получено уравнение "непрерывного вложения", имеющее вид (3.3). Для случая сферических частиц одного типа оно было получено в 1935 г. Д.А. Брутгеманом и обобщено на случай эллиптических частиц В. Низедем в 1952 г.:

$$\int_0^{\Lambda_{\text{пп}}} \frac{d\lambda}{\sum_{i=1}^N \frac{\Lambda_i - \lambda}{\lambda + D_i (\Lambda_i - \lambda)}} = C_i \int_0^V \frac{dv}{1-v}, \quad (3.3)$$

где C_i — объем частиц i -го типа; V — суммарное содержание частиц всех типов, $V = 1 - k_{\text{пп}}$.

Аналогом уравнения (3.2) для иерархии частиц, подобным (3.3) для уравнения (3.1), является уравнение, называемое уравнением "непрерывного смещения":

$$\Lambda_{\text{пп}} = \begin{cases} \left[\sum_{i=1}^N V_i \Lambda_i^{(1-2D)} \right]^{1/(1-2D)}, & D \neq \frac{1}{2}; \\ \exp \left(\sum_{i=1}^N V_i \ln \Lambda_i \right), & D = \frac{1}{2}. \end{cases} \quad (3.4)$$

Заметим, что уравнение (3.4) соответствует уравнению Лихтенекера—Ротера, полученному этими авторами для $N = 2$ без каких-либо предположений об электростатической природе задачи. Уравнение это обобщено авторами монографий на случай произвольного N и проинтерпретировано геометрически и электростатически в работе [70].

Обсуждение различных аспектов вывода этого уравнения, библиографию по истории вопроса и разбор ряда принимаемых в ходе вывода допущений, в частности, связь (3.4) с теорией перколяции, можно найти в работе [35]. Уравнения (3.1)–(3.4), опубликованные в работе [62], вначале не вызвали широкого отклика геофизической общественности. Следует впрочем упомянуть работы геофизиков Западной Сибири, которые параллельно подошли к той же проблематике, хотя и в менее общей постановке.

Однако в 80-е годы ситуация резко изменилась. Был опубликован ряд работ, в которых детально анализировалось уравнение типа (3.3),

причем основное внимание привлек тот факт, что при $N = 1$ и $\Lambda_i = 0$ уравнение приобретает вид

$$\frac{\Lambda_{\pi}}{\Lambda_0} = k_{\pi}^{1/(1-D_1)}$$

Ясно, что $k_{\pi} = 1 - V$ и $C_1 = 1$.

Очевидно, что уравнение (3.5) совпадает с уравнением Дахнова–Арчи, а для $D_1 = 1/3$ (такое значение D_1 отвечает сферам) получаем, что показатель степени m в уравнении Дахнова–Арчи равен 1,5, что неплохо соответствует данным эксперимента. Это соответствие было замечено Б.Н. Еникеевым уже в 1972 г. [20, 62], но получило широкий резонанс лишь через 10 лет за рубежом после публикации работы Сена–Скала–Кохена в 1981 г. В последующих публикациях были сделаны попытки более строгого вывода уравнения типа (3.3), в частности, вывода с усреднениями по ориентации. Ряд результатов в этом направлении можно найти в работах [32, 34, 76].

Особый интерес представляет аппроксимация уравнения (3.3), полученная А.Е. Буссианом (1985 г.). Для $N = 1$, $C = 1$ уравнение (3.3) приобретает вид

$$\left(\frac{\Lambda_0}{\Lambda_{\pi}} \right)^L \left(\frac{\Lambda_{\pi} - \Lambda_0}{\Lambda_1 - \Lambda_0} \right) = k_{\pi}. \quad (3.6)$$

А.Е. Буссиан заменил уравнение (3.6) его аппроксимацией, получаемой разложением (3.6) в ряд Тейлора по Λ_1/Λ_0 , справедливым при $\Lambda_0 > \Lambda_{\pi} > \Lambda_1$ с точностью до малых высшего порядка относительно (Λ_1/Λ_0) .

Аппроксимация эта имеет очень простой вид:

$$\Lambda_{\pi} = k_{\pi}^m \Lambda_0 + m(1 - k_{\pi}^m) \Lambda_1. \quad (3.7)$$

Уравнение (3.4) получило к настоящему времени распространение в основном в расчетах по диэлектрической проницаемости пород. В этой связи уместно указать ряд последних публикаций [32, 35]. В ряде работ [20, 32] оно применяется также для расчета удельного сопротивления горных пород. Наряду с уравнениями (3.1)–(3.4) в работе [20] предложено аппроксимационное уравнение (3.8), которое до сих пор в геофизической практике не применялось:

$$\begin{aligned} \frac{\Lambda_{\pi} - \Lambda_0}{\Lambda_0} &= \Sigma \frac{\gamma_i V_i \beta_i}{1 - \varphi_i \beta_i}; \quad \gamma_i = \frac{\Lambda_{\pi}}{\Lambda_0 - D_i (\Lambda_{\pi} - \Lambda_0)}; \\ \beta_i &= \frac{\Lambda_i - \Lambda_0}{\Lambda_i - D_i (\Lambda_i - \Lambda_0)}; \quad \varphi_i = \frac{D_i (1 - D_i) (\Lambda_{\pi} - \Lambda_0)}{\Lambda_{\pi} - D_i (\Lambda_0 - \Lambda_{\pi})}. \end{aligned} \quad (3.8)$$

Общая схема для применения уравнений типа (3.1)–(3.4) и (3.8) достаточно проста. Все компоненты подразделяются по размерам. Вы-

деляются компоненты большего и существенно меньшего размеров. Компоненты меньшего размера рассматриваются как некая смесь этих компонент с поровым раствором. Далее компоненты большего размера рассматриваются как распределенные в этой смеси. Это и составляет смысл принципа вложения, введенного в работах К. Лихтенеккера и Л. Бруггемана еще в 20–30-е годы и подробно изложенного авторами в работах [35, 62].

Приведем пример того, как можно получить на основе этого принципа уравнение для расчета, применяя уравнение (3.4). Пусть мы рассматриваем схему строения горных пород исходя из представления о дисперсной глинистости, распределенной в поровом пространстве скелета породы, имеющем объем $k_{\text{п.ск}} = k_{\text{п.макр}} + k_{\text{гл}}$, где $k_{\text{п.макр}}$ – пористость макрокапилляров. Здесь, пожалуй, уместно констатировать наличие некоторого ухода от умозрительной схемы укладки частиц по мере перехода к расчету свойств реальных горных пород. Мы уже ввели понятие макрокапилляров, а теперь придется ввести и понятие о микрокапиллярах. Будем считать, что в глинистость входит пористость микрокапилляров $k_{\text{п.микр}}$, к которой приурочено содержание остаточной воды. Тогда на микроуровне мы считаем справедливым уравнение для расчета сопротивления смеси свободная вода–проводимость глин:

$$\rho_{\text{см}} = \left[\frac{k_{\text{п.макр}}}{k_{\text{п.ск}}} \rho_{\text{макр}}^\alpha + \frac{k_{\text{п.микр}}}{k_{\text{п.ск}}} \rho_{\text{микр}}^\alpha \right]^{(1/\alpha)}, \quad (3.9)$$

где $\rho_{\text{макр}}$ и $\rho_{\text{микр}}$ – проводимости макро- и микрокапилляров, а сопротивление каркаса глинистых частиц мы приняли равным бесконечности (считаем, что его проводимость сводится к проводимости микрокапилляров); $\alpha = 1/(1 - 2D)$ из уравнения (3.4).

Для того чтобы уравнение (3.9) сделать расчетным, достаточно принять некое предположение о том, как вычислять $k_{\text{п.макр}}$ и $k_{\text{п.микр}}$.

Очевидно, справедливо предположить, что открытая пористость $k_{\text{п}}$ равна сумме $k_{\text{п.макр}}$ и $k_{\text{п.микр}}$. Можно также предположить, что $k_{\text{п.микр}}$ пропорциональна $k_{\text{гл}}$ (например, выражается как $z_{\text{сл}} k_{\text{п.гл}} k_{\text{гл}}$). При этом параметр $z_{\text{сл}}$ имеет физический смысл степени развитости двойного слоя, его нормированной толщины и может меняться от величины, близкой к отношению толщины адсорбционного слоя к радиусу микрокапилляров, до единицы. Заметим, что в одной из систем петрофизических уравнений (см. гл. 5–7) предполагается, что пористость глинистого материала равна связанной водонасыщенности. Выше мы говорили, что будем считать равными объемы, занятые физически связанный водой и двойным электрическим слоем. При таких допущениях $z_{\text{сл}} = 1$.

Для более общего случая ($k_{\text{п.гл}}$ не равна физически связанный

водонасыщенности) расчетное уравнение для вычисления сопротивления породы приобретает вид

$$\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}} = (k_{\text{п.ск}})^m \left[\frac{k_{\text{п}} - z_{\text{сл}} k_{\text{п.гл}} k_{\text{гл}}}{k_{\text{п.ск}}} + \right. \\ \left. + \frac{z_{\text{сл}} k_{\text{п.гл}} k_{\text{гл}}}{k_{\text{п.ск}}} \left(\frac{\rho_{\text{микр}}}{\rho_{\text{в}}} \right)^{\alpha} \right]^{(1/\alpha)}. \quad (3.10)$$

Мы приняли при переходе от (3.9) к (3.10) предположение, что $\rho_{\text{микр}}$ равно сопротивлению воды $\rho_{\text{в}}$, а $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$ связано с $k_{\text{п.ск}}$ также по уравнению непрерывного смещения. Аналогично (3.10) можно получить аналитические выражения для $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$ и из других теоретических уравнений.

Вместе с тем возможны и иные подходы к расчету сопротивления. В рамках той же схемы, например, можно попытаться учесть влияние карбонатного цемента, что приведет к усложнению выражения в квадратных скобках. Можно пойти и по иному пути, заменив $k_{\text{п.ск}}$ в знаменателе (3.10) на $k_{\text{п}}$. Формально это предположение отвечает тому, что каркас глинистых частиц равноправен скелету зерен породы, а смешиваются лишь макро- и микропористости. Уравнение (3.10) переходит при этом в (3.11)

$$\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}} = k_{\text{п}}^m \left[\left(1 - \frac{z_{\text{сл}} k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}}}{k_{\text{п}}} \right) + \right. \\ \left. + \frac{z_{\text{сл}} k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}}}{k_{\text{п}}} \left(\frac{\rho_{\text{микр}}}{\rho_{\text{в}}} \right)^{\alpha} \right]^{(1/\alpha)}. \quad (3.11)$$

Уравнение (3.11) после перегруппировки членов приобретает вид поправки к уравнению Дахнова–Арчи, записываемой в виде (3.12) и легко преобразуемой к другим видам:

$$\Pi = \left\{ 1 + \frac{z_{\text{сл}} k_{\text{п.гл}} k_{\text{гл}}}{k_{\text{п}}} \left[\left(\frac{\rho_{\text{микр}}}{\rho_{\text{в}}} \right)^{\alpha} - 1 \right] \right\}^{(1/\alpha)}. \quad (3.12)$$

В частности, при малых $z_{\text{сл}} k_{\text{п.гл}} k_{\text{гл}}/k_{\text{п}}$ или $(\rho_{\text{микр}}/\rho_{\text{в}})^{\alpha} - 1$ эта поправка может быть аппроксимирована целым рядом эквивалентных способов, поскольку справедливо соотношение

$$\Pi = (1 + \epsilon)^{1/\alpha} \approx 1 + \frac{\epsilon}{\alpha} \approx \exp(\epsilon/\alpha) \approx 1/(1 - \epsilon/\alpha), \quad (3.13)$$

где ϵ – бесконечно малая, а α – конечно.

С этой точки зрения уравнение (3.12) эквивалентно целому ряду эмпирических и полуэмпирических уравнений, начиная от уравнения Хилла и Милберна. Важно отметить, что выражение $(\rho_{\text{микр}}/\rho_{\text{в}})^{\alpha} - 1$

совершенно не обязательно всегда имеет один и тот же знак. Традиционно считалось, что $\Pi \leq 1$, однако впоследствии неоднократно было показано, в первую очередь в работе Б.Ю. Вендельштейна и М.М. Элланского, что Π может быть и положительно. В последующих работах этих авторов было показано, что точка инверсии, отвечающая переходу Π через 1, соответствует проводимости воды (раствора хлористого натрия) в диапазоне эксперимента, что в среднем эта точка близка к значению ρ_B в $0,22 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

В силу общего характера вывода уравнений (3.11) и (3.12) мы не анализируем других соотношений того же типа, поскольку многие из них, согласно (3.13), эквивалентны для низких значений $k_{\text{пл}}/k_B$ или $\Pi \approx 1$.

Далее, ввиду того смысла, который был придан уравнению для Π в работе М.М. Элланского, будем вместо $\rho_{\text{микр}}$ употреблять $\rho_{\text{сл}}$ и говорить о "сопротивлении двойного слоя". Интересно проследить параллель в работе по выводу уравнений типа (3.11) и (3.12) у советских и западных геофизиков.

Большой резонанс имели две работы, имеющие отношение к данной теме. Первая из них – работа Ваксмана и Смита, в которой параметр поверхностной проводимости Π объясняется "избыточной проводимостью ионов двойного слоя" и тем самым заведомо меньше единицы. Значение Π аппроксимируется при помощи выражения

$$\Pi = 1 + B q'_n,$$

где q'_n – приведенная емкость обмена породы, нормированная на k_B ; $B = 1 - \gamma \exp(-\delta/\rho_B)$.

Точка зрения, отвечающая более физической схеме двух проводимостей – "воды" и "слоя" – и по духу эквивалентная работам советских геофизиков 60-х годов, была развита за рубежом в 70-е годы авторами метода "двойной воды" и опубликована в работе [67]. Расчетная формула, отвечающая той же схеме, что была принята при выводе (3.10), приобретает вид

$$\Pi = (1 - v_Q q'_n) + v_Q q'_n \beta = 1 - v_Q q'_n (\beta - 1). \quad (3.15)$$

Здесь q'_n определено, как и в (3.14), v_Q меняется в диапазоне $0,225 - 0,3 \text{ мг/мг-экв}$, а β – в диапазоне от 2,05 до 2,5 $\frac{\text{См}/\text{м}}{\text{мг-экв}/\text{мл}}$. В работе [67] предложено учитывать изменение параметра β при помощи уравнения

$$\beta = \beta_0 [1 - 0,4 \exp(-2,0/\rho_B)]. \quad (3.16)$$

Нельзя не отметить, что уравнение (3.15) включает в себя параметр $v_Q(\beta - 1)$, аналогичный параметру $z_{\text{сл}}$ в формуле (3.12). При этом недостаточность наших представлений об изменении этих параметров с изменением минерализации насыщающей образец воды заставляет

использовать формальные аппроксимации для β или для $z_{\text{сл}}$. Аппроксимации эти получаются довольно устойчивыми, о чем сказано в работе [62], в которой предлагались аппроксимации для параметра, эквивалентного по смыслу введенному в (3.10) параметру $z_{\text{сл}}$. Однако вопрос о физической природе явлений остается открытым.

Обработка экспериментальных данных Ваксмана и Смита [62] показывает, что зависимость сопротивления породы от емкости обмена является не линейной, а скорее параболической. Этот факт породил целый ряд публикаций, претендующих на объяснение установленного эмпирического факта. К числу наиболее экзотических гипотез можно отнести гипотезы об образовании ионных пар и тройников в микрокапиллярах.

К числу более физичных разработок относится работа специалистов из фирмы Шлюмберже, которые пытаются учесть в рамках модели укладки частиц наличие двойного слоя. Поскольку детальный разбор этой публикации [76], так же как и работ советских авторов, в рамках подобной схемы здесь неуместен, приведем лишь результаты, рекомендуемые авторами работы [76] для практики, где расчетное уравнение для Π имеет довольно простой вид, если учесть сложность постановки задачи:

$$\Pi = \left[(1 - 0,28 q_{\text{пп}})^m \left(1 + \frac{m \cdot 1,93 q_{\text{пп}}}{0,7 + 1,0/q_{\text{пп}}} \right) + 1,3 q_{\text{пп}} \rho_{\text{в}} \right]^{-1}, \quad (3.17)$$

где $m = 1,62 + 1,37 \left(q_{\text{пп}} \frac{k_{\text{пп}}}{1 - k_{\text{пп}}} \right)$.

Уравнение (3.17) эмпирически обосновано на данных, приведенных в публикациях Ваксмана, Смита, Томаса.

Завершая на этом уравнении рассмотрение схемы укладки частиц, отметим, что введенные выше фильтры для этой схемы позволяют оценить степень применимости многочисленных уравнений для сопротивления пород, приведенных, например, Р. Дебрандтом [17]. Тем самым использование фильтров позволяет надежнее ориентироваться в множестве уравнений.

Этот раздел не соответствовал бы современному уровню развития петрофизики, если бы в нем не были освещены модели типа решетки капилляров. Остановимся на этих моделях кратко, поскольку многие аспекты обсуждены в § 3 гл. 2. Структура фильтров для этого типа моделей оказывается сходной, хотя параллельное и последовательное соединения уже относятся не к укладкам частиц, а к решеткам капилляров. Замечательным фактом является то, что ряд уравнений сохраняет свой вид, хотя интерпретация переменных меняется. Так, для решеток капилляров применимо уравнение (3.2), в котором однако D_i выражается в виде $2/z_i$, где z_i — координационное число для решетки капилляров, а в качестве Λ_i должна фигурировать проводимость

i-го капилляра. Поскольку уравнения (3.1) – (3.4) и (3.8) в условиях малой неоднородности или по проводимости или по доле отличных от основного капилляров одинаково справедливы, то все эти выражения одинаково приемлемы. Вместе с тем ясно, что наиболее удобно для аналитических выкладок уравнение (3.4). Используя это уравнение и результаты, полученные нами при расчете $k_{\text{пр}}$, легко показать, что между $k_{\text{пр}}$ и параметром пористости $P_{\text{п}}$ в рамках схемы решетки капилляров существует простое уравнение взаимосвязи

$$k_{\text{пр}} = r_0^2 / P_{\text{п}}, \quad (3.18)$$

где r_0 – некоторое значение радиуса в области определения распределения пор по радиусу.

Для логнормального распределения пор по радиусу, в частности, справедливо соотношение

$$k_{\text{пр}} \doteq \bar{R}^2 \exp(8\delta^2) / P_{\text{п}}, \quad (3.19)$$

где δ – дисперсия; \bar{R} – математическое ожидание радиуса капилляров.

Обратная связь между $k_{\text{пр}}$ и $P_{\text{п}}$ неоднократно показывалась теоретически и экспериментально, однако обычно существенного улучшения прогностической силы таких уравнений удавалось достичь лишь за счет включения в них дополнительных членов, связанных в частности, с пористостью $k_{\text{п}}$ и остаточной водонасыщенностью $k_{\text{ов}}$. Отметим, что наличие в формуле (3.19) значения \bar{R} с учетом материалов, приведенных в разделе о проницаемости, дает основание для многочисленных спекулятивных построений, позволяющих выразить \bar{R} через $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{ов}}$ или иные параметры [32]. Столь же успешно вместо $k_{\text{ов}}$ можно использовать параметр Π , поскольку он характеризует важную для оценки \bar{R} площадь поверхности пор.

С точки зрения авторов, подходы, связанные с моделированием горных пород как укладок частиц и решеток капилляров, не следует противопоставлять друг другу. Так, нам представляется осмысленным расчет сопротивления смеси конгломератов (частиц), причем расчет сопротивления самих конгломератов проводится по схеме решетки капилляров. Такая интерпретация вывода уравнений (3.9) – (3.13) представляется нам наиболее естественной.

Следует однако отметить, что в этих уравнениях появляется параметр, отражающий топологию соединения капилляров – коэффициент α , для оценки которого желательно использовать дополнительную информацию, поскольку вовсе не обязательно он должен быть неизменен для больших коллекций образцов керна. В качестве источника такой информации следует выбирать метод, зависящий от содержания поверхностно-активных минералов и топологии соединения микрокапилляров, например, метод потенциалов самопроизвольной поляризации.

В заключение этого параграфа приведем модель, описывающую

взаимосвязь относительного сопротивления породы $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$ с ее открытой пористостью $k_{\text{п}}$, водонасыщенностью $k_{\text{в}}$, глинистостью $k_{\text{гл}}$ и сопротивлением пластовой воды $\rho_{\text{в}}$. Эта модель входит в системы петрофизических моделей, используемые при интерпретации данных геофизических исследований скважин как для терригенных, так и для карбонатных пород. Модель имеет вид произведения двух функций

$$\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{C}{(k_{\text{п}} k_{\text{в}})^M} \cdot \frac{1}{1 - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}}}{k_{\text{п}} k_{\text{в}}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{сл}}}\right)}. \quad (3.20)$$

Первая из этих функций отражает влияние водонасыщенного объема пор и их структуры на электрическое сопротивление породы и имеет вид формулы Дахнова–Арчи. Структурные коэффициенты C и M имеют такой же смысл, что и аналогичные коэффициенты в формуле Дахнова–Арчи. Чаще всего $C = 1$, а $M = 2$, хотя иногда коэффициент M принимает и другие значения (от 1,3 и выше).

Вторая функция модели (3.20) описывает влияние глинистости на сопротивление породы. Она, по сути дела, аналогична соотношению (3.9) для удельного сопротивления "смеси" двух электролитов – пластовой воды с сопротивлением $\rho_{\text{в}}$ и двойного электрического слоя с сопротивлением $\rho_{\text{сл}}$. Проводники включены параллельно. Поэтому коэффициент α в формуле (3.9) равен -1 . Доля сечения порового канала, приходящаяся на двойной слой, равна $k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}} / (k_{\text{п}} k_{\text{в}})$. Соответственно доля пластовой воды $1 - k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}} / (k_{\text{п}} k_{\text{в}})$.

Модель (3.20) обоснована в работе [62] и достаточно хорошо оправдывается при решении практических задач интерпретации данных геофизических исследований скважин [61–63]. Она описывает различное влияние глинистости на сопротивление породы. Если $\rho_{\text{в}} < \rho_{\text{сл}}$, то вторая функция модели (3.20) больше единицы. Это означает, что с увеличением глинистости породы при прочих равных условиях (одной и той же водонасыщенной открытой пористости $k_{\text{п}} k_{\text{в}}$ и одинаковой структуре порового пространства) удельное электрическое сопротивление глинистой породы будет более высоким, чем сопротивление чистой, не глинистой породы. При $\rho_{\text{в}} > \rho_{\text{сл}}$ будет обратная картина: при прочих постоянных факторах сопротивление глинистой породы будет меньше сопротивления чистой породы. И, наконец, при $\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{сл}}$ и чистая, и глинистая породы с одинаковыми значениями $k_{\text{п}} k_{\text{в}}$ и одинаковой структурой порового пространства будут иметь одинаковые электрические сопротивления. Как уже отмечалось, в работе [62] оценена средняя величина $\rho_{\text{сл}}$, равная при температуре 25 °С 0,22 Ом · м, что соответствует минерализации раствора хлористого натрия, равной 28 г/л.

Очень важно подчеркнуть, что модель (3.20) утверждает возможность увеличения сопротивления глинистых пород по сравнению с чис-

тыми не только при стопроцентной водонасыщенности пор, но и при их любой водонасыщенности. К сожалению, несмотря на то, что факт увеличения сопротивления глинистых водонасыщенных пород по сравнению с чистыми породами при $\rho_b < \rho_{\text{сл}}$ доказан более 20 лет тому назад, большинство исследователей в области петрофизики и геофизических исследований скважин продолжают игнорировать этот факт. Если же говорить о продуктивных породах, то, за исключением авторов настоящей монографии, Н.З. Залеева и еще немногих специалистов [32, 35, 67], остальные продолжают считать, что глинистость может только снижать сопротивление породы. Ниже (см. гл. 5–7) показано, к каким ошибкам в интерпретации геофизических данных может приводить это заблуждение.

§ 2. Зависимость диффузионно-адсорбционных потенциалов пород от их пористости, глинистости, водонасыщенности

К настоящему времени в ходе развития теории диффузионно-адсорбционных потенциалов выработалось несколько различных подходов.

Первый из них – разработка теории на основе развития мембранных подхода (в духе работ В.М. Мак-Карделла, В. Виндзауэра, М. Вильяма, Л. Смита, Д.А. Шапиро, Б.Ю. Вендельштейна) [10, 19, 32, 35].

Второй подход основан на учете омической неоднородности горных пород (различной проводимости свободного порового раствора макрокапилляров и двойного слоя вблизи связанных зарядов, обусловливающих различия в подвижности и концентрации свободных ионов). Такие представления были наиболее последовательно развиты Е.С. Роммом [48].

Третий подход основан также на учете эффектов омической неоднородности горных пород, однако он учитывает не только различие проводимостей горных пород в макро- и микрокапиллярах, но и различие возникающих в каждом из этих видов капилляров скачков потенциалов, что приводит к циркуляции токов. Основоположниками этого подхода следует считать Г.Г. Долля, М.Р. Вилли. Впоследствии он был развит в работах З. Барлаи, В.С. Афанасьева, Б.Н. Еникеева [10, 32, 35, 62, 67]. Отметим, что этот подход может быть рассмотрен в рамках как схемы укладки частиц, так и схемы решетки капилляров.

Следуя традиции нашего изложения, перейдем к описанию фильтров для задачи оценки диффузионно-адсорбционных потенциалов горных пород. К сожалению, система фильтров для решения этой задачи разработана пока слабее, чем для решения задач расчета проницаемости и сопротивления.

1. **Фильтр мощности.** Практика показывает, что диффузионно-адсорбционная составляющая метода потенциалов самопроизвольной

поляризации связана со значениями пористости, глинистости, водонасыщенности, остаточной водонасыщенности, проницаемости, поверхностной проводимости пород. Поскольку мы подразделили переменные на базисные и физические, то естественно считать, что первична зависимость потенциалов самопроизвольной поляризации лишь от пористости, глинистости и водонасыщенности, а также от структуры породы. Помимо указанных факторов влияют также минерализация воды, насыщающей образец породы и контактирующей с его противоположными гранями. Кроме того, полезно иметь в виду необходимость описания с помощью получаемых взаимосвязей линейного соотношения между параметром поверхностной проводимости Π и диффузионно-адсорбционной активностью горных пород, впервые отмеченного Ф.М. Перкинсом, Х.Р. Бренном и В.О. Виндзаузром [10] и с тех пор неоднократно подтверждаемого. Полезно также помнить о наличии эффектов анизотропии при описании изучаемой взаимосвязи.

2. Фильтр размерности. Соотношение взаимосвязи между диффузионно-адсорбционными потенциалами $E_{да}$ и другими свойствами пород должно выражаться через диффузионно-адсорбционные потенциалы отдельных компонент породы, взвешенные с помощью безразмерных коэффициентов.

3. Фильтр симметрии. Этот фильтр формулируется так же, как и для задачи расчета сопротивления.

4. Фильтр тождества. В вырожденных случаях, в частности, при пористости, равной единице, уравнение должно давать предельные оценки $E_{да}$, отвечающие диффузионным и мембранным потенциалам. Особо следует оговорить предельные переходы в случаях, когда образец породы может быть представлен в виде последовательно или параллельно включенных компонент, состоящих из идеальной мембранны и свободного раствора (раствора, помещенного в неактивную мембрану). Для двух этих случаев легко рассчитать значение $E_{да}$ по известным объемным содержаниям V_m и $V_0 = 1 - V_m$, удельным проводимостям σ_m и σ_0 и скачкам потенциалов E_m и E_0 идеальной мембранны и свободного раствора.

В первом случае получаем последовательное соединение проводников и уравнение

$$E_{да} = V_m E_m + V_0 E_0. \quad (3.21)$$

Во втором случае получаем схему параллельного соединения проводников, в которой происходит циркуляция токов, вычисляемая по законам электротехники. В результате расчетов мы приходим к простому уравнению

$$E_{да} = (V_m \sigma_m E_m + V_0 \sigma_0 E_0) / (V_m \sigma_m + V_0 \sigma_0). \quad (3.22)$$

Полезно отметить, что в рамках этой схемы знаменатель уравнения (3.22) равен проводимости породы σ_n . Отметим также, что оба соотношения можно записать в одинаковом виде

$$E_{\text{да}} = fE_M + (1-f)E_0, \quad (3.23)$$

где в первом случае $f = V_M$, а во втором $f = V_M \sigma_M / \sigma_n$.

5. **Фильтр неравенства.** Ясно, что значения $E_{\text{да}}$ будут заключены между E_M и E_0 . Более тонкие оценки можно получить на основе разбиения породы на цепочки с последовательным и параллельным соединением элементарных ячеек, состоящих из мембранны и неактивного скелета с порами.

6. **Фильтр соответствия.** Уравнение должно в вырожденных случаях отвечать уравнениям (3.21) и (3.22), а при $V_M = 0$ или $V_M = 1$ – значениям E_M и E_0 .

Остальные фильтры по существу для задачи расчета $E_{\text{да}}$ несущественны.

Перейдем к рассмотрению взаимосвязей, однако предварительно сделаем одно полезное замечание о взаимосвязи значений $E_{\text{да}}$, $A_{\text{да}}$ и $\alpha_{\text{СП}}$. Будем исходить из уравнения (3.23). Найдем величину $A_{\text{да}}$, отвечающую этому уравнению. Простейшие выкладки показывают,

что если $\lg \frac{c_2}{c_1} = 1$, то из $A_{\text{да}} = E_{\text{да}} - E_0$ следует выражение

$$A_{\text{да}} = f(E_M - E_0) = fA_{\text{да.гл.}} \quad (3.24)$$

Если же от $A_{\text{да}}$ мы переходим перенормировкой к $\alpha_{\text{СП}}$ (считаем, что в разрезе есть идеальная глина и чистый песок), то справедливо соотношение

$$\alpha_{\text{СП}} = 1 - A_{\text{да}}/A_{\text{да.гл.}} = 1 - f. \quad (3.25)$$

Простейшая из формул этого типа, связывающая $\alpha_{\text{СП}}$ с f , получена Б.Ю. Вендельштейном. Согласно [9], величина должна характеризовать долю площади контакта свободного раствора на грани образца с двойным слоем.

Более громоздкие расчетные формулы для $E_{\text{да}}$, исходящие из гомогенного подхода к выводу уравнений для $E_{\text{да}}$, можно найти в работах [48, 131].

Недостатком всех этих схем является игнорирование структуры породы, проявляемое в том, что расчетные уравнения не содержат параметров, реагирующих на структуру, в частности, позволяющих учсть эффекты анизотропии и циркуляции тока.

Расчетные соотношения из этих теорий сводились, как правило, к констатации параболической связи $E_{\text{да}}$ с емкостью обмена породы q_n или относительной глинистостью $\eta_{\text{гл}} = k_{\text{гл}}/(k_n + k_{\text{гл}})$. Более громоздкие выражения, основанные на подходе Л.Смита, можно найти в работе Г.А. Шнурмана (1982 г.).

В рамках подхода, развитого Е.С. Роммом [48], учитывался эффект циркуляции тока, но циркуляция эта всегда проводилась лишь в рамках одного капилляра (между свободным раствором и двойным

слоем). Результирующая расчетная формула для $\alpha_{\text{СП}}$ зависит от чисел переноса ионов в свободном растворе и в двойном слое, а также от отношения радиуса капилляра к толщине двойного слоя. Зависимость $A_{\text{да}}$ от отношения $\sqrt{k_{\text{пр}}/k_{\text{п}}}$ имеет гиперболический характер. Соотношение это пока было проверено на крайне ограниченном экспериментальном материале (двадцать образцов из скважин Северного Сахалина).

Уравнение для $\alpha_{\text{СП}}$, учитывающее циркуляцию тока между прослойками глин и чистого песка и исходящее из представления, что скачок потенциала на границе глина–песок пропорционален градиенту от логарифма сопротивления насыщающей воды, было получено Г.Г. Доллем и имеет довольно простой вид

$$\beta_{\text{СП}} = \lg \left(\frac{u + q}{1 + q} \right) / \lg(u), \quad (3.26)$$

$$\text{где } u = (\rho_{\text{п}}/\rho_{3\text{п}}); \quad q = \frac{k_{\text{гл}}}{1 - k_{\text{гл}}} \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{гл}}}.$$

При $k_{\text{гл}} = 0$ и $k_{\text{гл}} = 1$ неопределенность в уравнении (3.26) может быть разрешена на основе правила Лопиталя. Вывод (3.26) сделан в предположении о специальном строении зоны проникновения и для одномерной задачи, отвечающей условиям образца, а не скважины. Возможно интегрирование уравнения Г.Г. Долля и в других предположениях о строении зоны проникновения.

Интерес вызывает и влияние формы включений. В той же работе [10] Г.Г. Доллем предложено уравнение (3.27) для расчета $\alpha_{\text{СП}}$, справедливое в условиях, когда частицы сферические, а $k_{\text{гл}}$ мало (автор ограничивает значение $k_{\text{гл}}$ величиной 0,05) :

$$\alpha_{\text{СП}} = 1 - 3 k_{\text{гл}} \frac{\ln [(2\rho_{\text{гл}} + \rho_{\text{п}})/(2\rho_{\text{гл}} + \rho_{3\text{п}})]}{\ln(\rho_{\text{п}}/\rho_{3\text{п}})}. \quad (3.27)$$

Подобные "электротехнические схемы" расчета (выражение Б.Ю. Вендельштейна) нашли дальнейшее развитие в работах М.Р. Вилли и др. [77], которые до настоящего времени не заняли заслуженного места, хотя были опубликованы в середине 50-х годов. Упрощенно, согласно выводам этих авторов, уравнение для $\alpha_{\text{СП}}$ зависит от отношения проводимости глинистой компоненты к проводимости породы. Таким образом, фактор f , введенный нами в уравнение (3.25), будет равен отношению проводимости неглинистых компонент породы к полной проводимости породы или же обратному отношению их сопротивлений, т.е. справедливо уравнение

$$1 - f = \frac{\sigma_{\text{макр}}}{\sigma_{\text{п}}}. \quad (3.28)$$

Отметим, что (3.28) переходит в соотношение для $1 - f$, предложенное Б.Ю. Вендельштейном, если удельные проводимости глинист-

той и неглинистой компонент равны, а объемное содержание неглинистой компоненты варьирует. Впрочем уравнения эти имеют разную интерпретацию. В одном случае речь идет о глине в целом, в другом – о доле двойного слоя и не только в глинистых частицах.

Уравнение (3.28) для вывода соотношений при расчете $\alpha_{\text{СП}}$ использовали целый ряд авторов. В частности, на основе (3.28) и уравнения Симманду для проводимости породы было получено уравнение [32] :

$$\alpha_{\text{СП}} = \frac{k_{\text{п}}^2 k_{\text{в.зп}} \rho_{\text{гл}}}{k_{\text{п}}^2 k_{\text{в.зп}} \rho_{\text{гл}} + c_{\text{гл}} \rho_{\text{см}}} , \quad (3.29)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – сопротивление смеси воды и фильтрата.

Следует отметить, что уравнение (3.29) не вполне корректно в отличие от исходного уравнения (3.25), поскольку при $c_{\text{гл}} = 1$ мы не получаем автоматически $\alpha_{\text{СП}} = 0$, хотя при $c_{\text{гл}} = 0$, как легко видеть $\alpha_{\text{СП}} = 1$.

Аналогичный подход к расчету $\alpha_{\text{СП}}$ с некоторыми вариациями применен также в работах З. Барлаи, получившего несколько иные конечные формулы, но обладающие тем же обнаруживаемым применением введенных выше фильтров эффектом. Отметим, в частности, работу З. Барлаи [65], в которой приведено уравнение

$$\alpha_{\text{СП}} = \frac{k_{\text{п}} k_{\text{в.зп}}}{k_{\text{п}} k_{\text{в.зп}} + k_{\text{гл}} \rho_{\text{см}} / \rho_{\text{гл}}} , \quad (3.30)$$

Отметим, что уравнение (3.30) опубликовано раньше, чем (3.29). Вид, формально аналогичный (3.30), имеет уравнение, предложенное специалистами фирмы Шлюмберже [71], однако в нем вместо $\rho_{\text{см}} / \rho_{\text{гл}}$ стоит эмпирическая константа. В ряде работ полагается, что эта константа равна доле связанной воды в глинах, что, вообще говоря, не является абсурдным с позиций, определяемых уравнением (3.30).

Еще одно эмпирическое уравнение связывает $\alpha_{\text{СП}}$ с фактором X , определяемым как отношение емкости обмена породы к максимальной емкости обмена. Уравнение это имеет вид

$$\alpha_{\text{СП}} = C \left(1 + \frac{C - 1}{X + C} \right) , \quad (3.31)$$

где C – функция, зависящая от типа глин и солевого состава пластовой воды и фильтрата бурового раствора.

Ряд интересных полуэмпирических уравнений был предложен М.М. Элланским. Одно из них, согласно [32], оказавшееся третьим по эффективности среди шестнадцати уравнений целого ряда авторов, имеет вид

$$\alpha_{\text{СП}} = \left(1 - \frac{(k_{\text{гл}} - k_{\text{гл min}}) k_{\text{п.гл}}}{k_{\text{п}} k_{\text{в.зп}}} \right)^c , \quad (3.32)$$

где c — постоянная, изменяющаяся в диапазоне от 1 до 2 и чаще всего равная 2.

Следует упомянуть, что были сделаны попытки применять схему Вилли для более чем двух компонент породы. Так, Э.Ю. Миколаевским с соавторами [43] было предложено уравнение для $\alpha_{\text{СП}}$, в котором, наряду с неглинистой компонентой и дисперсной глиной, фигурировала и слоистая глина.

Дальнейшим развитием схемы Г.Г. Долля — М.Р. Вилли явилось использование схем, исходящих из представлений породы в виде укладки эллипсоидов или, решетки капилляров. В рамках ряда таких схем удалось получить расчетные уравнения для $\alpha_{\text{СП}}$ [32, 35, 62]. Используя выражения, примененные нами для перехода от $E_{\text{да}}$ к $\alpha_{\text{СП}}$, удается привести ряд из этих уравнений к довольно простому и обозримому виду:

$$\alpha_{\text{СП}} = 1 - B \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{гл.и}}} \frac{1 + D_{\text{гл}} \left(\frac{\rho_{\text{гл.и}}}{\rho_{\text{в}}} - 1 \right)}{1 + D_{\text{гл}} \left(\frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{в}}} - 1 \right)}, \quad (3.33)$$

где $D_{\text{гл}}$ — деполяризующий фактор для глин; $\rho_{\text{см}}$ — вычисляется по уравнению матричного типа для сопротивления глин; $\rho_{\text{гл.и}}$ — сопротивление идеальной глины; параметр B , отражающий степень глинистости, подробно рассмотрен ниже.

Уравнение (3.33) исходит из матричной схемы расчета для $\alpha_{\text{СП}}$.

Другое уравнение исходит из схемы непрерывного смешения и записывается еще более компактно:

$$\alpha_{\text{СП}} = \frac{\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{гл.и}}}{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{гл.и}}}, \quad (3.34)$$

где $\alpha_{\text{СП}}$ аналогично использованному в формуле (3.33) подходу, вычисляется по уравнению непрерывного смешения для смеси идеальной глины с водой. Поскольку это уравнение также довольно компактно, уместно его привести:

$$\frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{в}}} = \left[B \left(\frac{\rho_{\text{гл.и}}}{\rho_{\text{в}}} \right)^C + (1 - B) \right]^{(1/C)}, \quad (3.35)$$

где C — постоянная, определяемая через деполяризующий фактор глин и изменяющаяся в диапазоне от -1 до 1 .

Полезно отметить ряд свойств уравнений (3.33) и (3.34), не конкретизируя вида параметра B , считая лишь, что он монотонно растет с ростом глинистости от нуля до единицы.

При $B = 0$ из уравнений (3.33) и (3.34) следует, что $\alpha_{\text{СП}} = 1$. При $B = 1$ из (3.35) следует, что $\rho_{\text{см}}/\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{гл.и}}/\rho_{\text{в}}$ и $\alpha_{\text{СП}} = 0$.

Уравнения (3.33) и (3.34) удовлетворяют и другим фильтрам.

Теперь конкретизируем значение B . В работе [32] рассмотрены два способа введения этого параметра. Согласно первому из них B определялось как отношение $k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}} / (k_{\text{п}} k_{\text{в.зп}})$, т.е. как доля микрокапилляров в общем объеме пор. Согласно второму подходу, параметр B определялся просто как $k_{\text{гл}} / (k_{\text{п}} k_{\text{в.зп}} + k_{\text{гл}})$. "Обкатка" приведенных уравнений на ряде коллекций образцов пород показала, что первый подход дает более предпочтительные результаты [32].

Здесь уместно отметить одно важное свойство уравнения (3.34). Дело в том, что оно может быть разрешено относительно $\rho_{\text{см}} / \rho_{\text{в}}$ и записано в виде

$$\begin{aligned} \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{в}}} &= \frac{\rho_{\text{гл.и}}}{\rho_{\text{в}}} - \alpha_{\text{СП}} \left(\frac{\rho_{\text{гл.и}}}{\rho_{\text{в}}} - 1 \right) = \\ &= \alpha_{\text{СП}} + (1 - \alpha_{\text{СП}}) \frac{\rho_{\text{гл.и}}}{\rho_{\text{в}}}. \end{aligned} \quad (3.36)$$

Уравнение это обладает рядом интересных свойств. Из него видно, что при $\alpha_{\text{СП}} = 0$ и 1 значения $\rho_{\text{см}} / \rho_{\text{в}}$ равны соответственно $\rho_{\text{гл}} / \rho_{\text{в}}$ и 1 , а при промежуточных значениях $\alpha_{\text{СП}}$ они растут с ростом $\alpha_{\text{СП}}$ линейно. Уместно также обратить внимание на то, что используя (3.36), можно записать расчетное уравнение типа непрерывного смешения для сопротивления водонасыщенной породы в простом виде

$$\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{\alpha_{\text{СП}} + (1 - \alpha_{\text{СП}}) \rho_{\text{гл.и}} / \rho_{\text{в}}}{k_{\text{п}}^m}. \quad (3.37)$$

Уравнение (3.37) для неглинистой породы ($\alpha_{\text{СП}} = 1$) переходит в уравнение Дахнова–Арчи, а для глинистой позволяет аналитически описать зависимость параметра поверхностной проводимости Π от $\alpha_{\text{СП}}$.

Следует, впрочем, оговорить, что при выводе уравнений (3.33) – (3.34) и (3.37) сделан ряд допущений, в частности, были приравнены значения коэффициентов диффузии в разных фазах, не учтен профиль изменения концентрации вдоль образцов, поэтому несмотря на их преимущество перед рядом других уравнений следует по-прежнему считать их полуэмпирическими и в случае необходимости включать в них эмпирические постоянные.

В целом развитие теории метода потенциалов самопроизвольной поляризации (СП) следует признать еще более далеким от завершения, чем теории метода сопротивлений, что, в частности, подтверждается в интересной экспериментальной работе М.А. Миая и Д.В. Хильчи (1982 г.), в которой авторам удалось показать, что поверхностная проводимость даже в песчано-глинистых образцах далеко не всегда тесно связана с величиной диффузионно-адсорбционного потенциала породы.

В заключение этого раздела чуть более подробнее остановимся

на одной из приведенных выше моделей (3.32), которая включена в систему петрофизических моделей и используется в ряде программ для ЭВМ применительно к терригенным отложениям [61–63]. Примеры использования этих программ для изучения нефтегазоносных отложений по данным геофизических исследований скважин рассмотрены ниже (см. гл. 5–7).

Обратим внимание на константу C в этой модели и величину $k_{\text{глmin}}$. Последняя характеристика представляет собой минимальную глинистость породы, которую мы при нормировке величины $\alpha_{\text{СП}}$ считаем чистой. В реальных условиях не бывает абсолютно незаглинизованных терригенных отложений. Те породы, которые называют чистыми, содержат какое-то количество глинистого материала, практически не влияющие на показания геофизических методов при полной водонасыщенности породы. Если же порода продуктивна, влияние глинистости резко возрастает, поскольку на показаниях таких геофизических методов, как СП и КС, сказывается эффективная глинистость, т.е. глинистость, отнесенная к объему водонасыщенных пор. Иными словами, порода, кажущаяся чистой, незаглинизованной в состоянии 100%-ной водонасыщенности, может проявить себя в показаниях методов СП и сопротивления как сильно заглинизованная при малой водонасыщенности.

Введение в модель (3.32) величины $k_{\text{глmin}}$ минимально оправдано также и с точки зрения комплексирования данных метода СП с другими методами, в частности, с методом естественной радиоактивности. Если по данным этих двух методов попытаться оценить открытую пористость и глинистость водонасыщенных пород, то в случае, когда в уравнения для расчета $\alpha_{\text{СП}}$ и показаний метода естественной радиоактивности ГК не введена величина $k_{\text{глmin}}$, возникает неопределенность при $\alpha_{\text{СП}} = 1$ и $i_{\text{ГК}} = 0$ (где $i_{\text{ГК}}$ – относительные показания ГК). Введение же в расчетные соотношения величины $k_{\text{глmin}}$ позволяет оценивать открытую пористость и глинистость водонасыщенных отложений во всем диапазоне изменения величин $\alpha_{\text{СП}}$ и $i_{\text{ГК}}$.

Теперь скажем несколько слов о постоянной c в формуле (3.32). Мы уже говорили, что она может изменяться от 1 до 2. Чаще всего на практике мы использовали $c = 2$. Такое значение константы получим, если в рамках схемы решетки капилляров, использованной при получении моделей остаточной водонасыщенности, рассмотренных выше (микрокапилляры, неблокированные и блокированные макрокапилляры), допустить, что величина $\alpha_{\text{СП}}$ равна доле неблокированных макрокапилляров. Как показано ниже, сделанное допущение хорошо оправдывается на практике при использовании показаний метода СП для оценки открытой пористости пород (с учетом связи между открытой пористостью и глинистостью, см. гл. 5–7).

§ 3. Зависимость показаний гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа от вещественного состава и насыщенности пород

Введение фильтров для уравнений, характеризующих бесструктурные свойства пород, такие как показания методов естественной радиоактивности и нейтронную влажность породы, существенно проще, чем для уравнений, описывающих электрическое сопротивление и потенциалы самопроизвольной поляризации. Основными фильтрами при этом являются пока лишь фильтры мощности, тождества и размерности.

Фильтры мощности определяют то, какие компоненты породы необходимо учитывать при расчете показаний гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК). Практика последних десятилетий показывает, что в ряде случаев полезно учитывать влияние на естественную радиоактивность алевритовой фракции породы, поскольку в этой фракции часто велико содержание минералов со средней (роговая обманка, турмалин), повышенной (апатит, глауконит) и высокой (ортит, циркон) радиоактивностью. Кроме того, становится все более ясно, что методы естественной радиоактивности и влажности довольно чутко реагируют на влияние минерального состава глинистых минералов. Использование обезличивающего термина "глина", объединяющего разные классы глин, как каолинит, биотит, монтмориллонит, может привести к серьезным последствиям, если он применяется к разнородным типам отложений.

В ряде случаев при описании показаний ГК оказалось необходимым учитывать помимо радиоактивности глинистой и алевритовой фракций породы также радиоактивность ее скелета. Причиной этого является необходимость учета радиоактивности таких групп минералов, как калиевые полевые шпаты и вулканогенные обломки породы. Влияние постседиментационных изменений породы оказывается и на показаниях нейтронных методов, поскольку часто приводит к пелитизации зерен скелета, влияющей на водосодержание породы.

Фильтр тождества, как правило, указывает на необходимость вырождения той или иной составляющей при уменьшении или исчезновении данной компоненты породы. Ясно, что он автоматически выполняется для аддитивных уравнений, например, таких, в которых эффект выражается как сумма произведений объемных долей компонент на требуемые свойства этих компонент. Сами же компоненты могут вводиться на основе фильтра мощности. Все уравнения, которые мы приводим в этом и следующем параграфах, рассмотрены в аддитивном виде – для расчета показаний ГК, НГК, акустического метода (АК) и гамма-гамма метода (ГГК). Поэтому для всех этих моделей фильтр тождества автоматически выполняется. Также для всех рассматриваемых моделей выполняется фильтр размерностей, в чем легко убедиться при рассмотрении каждой из них.

Сначала остановимся на зависимости показаний метода естественной радиоактивности от глинистости и других свойств пород. При анализе фильтра мощности мы видели, что показания ГК являются функцией довольно большого числа характеристик. Поэтому расчетное уравнение для показаний ГК должно включать большой набор аргументов. Но мы не решаем задачу построения "изолированных", используемых "сами по себе" моделей для расчета тех или иных геофизических характеристик. Мы строим системы моделей. Поэтому нам важно так построить каждую модель, чтобы ее набор аргументов был набором аргументов и той системы моделей, куда входит строящаяся модель. Если бы модель взаимосвязи показаний ГК с другими свойствами пород включалась в систему для оценки вещественного состава пород, то нужно было бы учесть все те характеристики, о которых говорилось выше. В рамках же систем моделей, используемых для интерпретации стандартного комплекса геофизических исследований скважин мы не можем использовать модель, учитывающую влияние на показания ГК всех существенных характеристик. Поэтому, игнорируя требования фильтра мощности, будем строить модель взаимосвязи этих показаний лишь с одной характеристикой пород — глинистостью. Такая модель в случае, когда показания ГК зависят только от глинистости пород, будет при оценке глинистости давать практически такие же (с точностью до погрешности модели) значения $k_{\text{гл}}$, как и другие "индикаторы глинистости". Если же на показания ГК будут влиять помимо глинистости и другие компоненты породы, обладающие радиоактивностью, оценка глинистости по данным этого метода будет систематически завышенной по сравнению с оценками других индикаторов глинистости. Такой результат является сигналом о наличии в породе каких-то источников аномальной радиоактивности, и, как показано ниже (см. гл. 5), позволяет получать ряд интересных результатов при комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Итак, рассмотрим зависимость показаний ГК только от глинистости. Этой зависимостью занимались многие советские и зарубежные исследователи [45, 65, 71]. В.И. Ларионов около 30 лет тому назад обобщил результаты анализа связи показаний ГК со свойствами осадочных пород. Он установил, что для песчано-глинистых пород, в которых отсутствуют значительные примеси глауконитовых, монацитовых, карнотитовых и других высокорадиоактивных песков, песчаников и конгломератов, а также отсутствуют полимицтовые пески и песчаники, псаммитовая фракция которых характеризуется повышенным содержанием калия, зависимость $i_{\gamma} = A_1 c_{\text{гл}}^2$ достаточно универсальна [45]. Здесь i_{γ} — показания гамма-метода, выраженные в единицах двойного разностного параметра; $c_{\text{гл}}$ — глинистость, выраженная в долях массы породы.

С достаточной для практических целей точностью усредненную В.В. Ларионовым зависимость можно аппроксимировать следующим выражением

$$\Delta T_\gamma = A_1 c_{\text{гл}} - A_2 c_{\text{гл}}^2. \quad (3.38)$$

Значения A_1 и A_2 зависят от глинистости породы, для которой $\Delta I_\gamma = 1$. Так, если максимальная глинистость равна 0,7, то $A_1 = 2,0$, $A_2 = 0,8$.

Нелинейность связи (3.38) была подтверждена работами В.В. Ларионова и М.Д. Шварцмана [45], показавших, что и удельная радиоактивность пород связана с глинистостью нелинейно. М.М. Элланский и Р.А. Резванов обосновали нелинейную модель $i_{\text{гк}} = f(c_{\text{гл}})$, задаваясь гипотезой о линейном характере уменьшения удельной радиоактивности глинистого материала по мере возрастания его содержания. Эта гипотеза подтверждается экспериментальными данными В.В. Ларионова и М.Д. Шварцмана [45].

Учитывая, что чистые породы обладают какой-то минимальной глинистостью, получим

$$\Delta I_\gamma = A_1 (c_{\text{гл}} - c_{\text{гл min}}) - A_2 (c_{\text{гл}} - c_{\text{гл min}})^2. \quad (3.38, a)$$

Выражение (3.38, a) не очень удобно для расчетов при оценке глинистости пород. Его можно заменить выражением (3.39), позволяющим практически с такой же точностью аппроксимировать экспериментальную зависимость $\Delta I_\gamma = f(c_{\text{гл}})$:

$$\Delta I_\gamma = A_3 (c_{\text{гл}} - c_{\text{гл min}}) A_4. \quad (3.39)$$

Если выражение (3.39) разрешить относительно глинистости, получим

$$(c_{\text{гл}} - c_{\text{гл min}}) = \left(\frac{1}{A_3} \Delta I_\gamma \right)^{1/A_4} = A_5 (\Delta I_\gamma)^{A_6}. \quad (3.40)$$

Модель (3.40) включена в блоки программ для ЭВМ (см. гл. 6), реализующие оценку глинистости как терригенных, так и карбонатных пород. При этом величина A_5 — максимальная глинистость пород в изучаемом разрезе, чаще всего принимается равной 0,7, постоянная A_6 изменяется в диапазоне 1,3–1,8.

Перейдем к модели взаимосвязи водородосодержания породы или кажущейся нейтронной пористости $k_{\text{п.нгк}}$ (для нейтронного гамма-метода) или $k_{\text{п.ннк}}$ (для нейтрон-нейтронного метода) с другими свойствами породы. Поскольку строящаяся модель включается в определенную систему моделей (в данном случае важно иметь в виду модели, описывающие взаимосвязи показаний двух других "методов пористости" — акустического и гамма-гамма), ее аргументы должны совпадать с аргументами системы. Для рассмотренных выше моделей, описывающих взаимосвязи удельного электрического сопротивления и по-

тенциалов самопроизвольной поляризации со свойствами горных пород, выделяются следующие аргументы (существенные факторы): открытая пористость, заполненная подвижной водой, $k_{\text{п}} k_{\text{в}} - k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}}$; открытая пористость, заполненная углеводородами, $k_{\text{п}} (1 - k_{\text{в}})$; открытая пористость, заполненная физически связанной водой, $k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}}$; глинистость породы $k_{\text{гл}}$. Все эти параметры должны быть учтены при построении модели, описывающей связь показаний нейтронного или нейтронного гамма-метода со свойствами горных пород. Но, помимо названных факторов, на величину $k_{\text{п.нгк}}$ или $k_{\text{п.ннк}}$ влияют характеристики вещественного состава породы — содержание песчаника, известняка, доломита, ангидрита, гипса, соли. Поскольку эти же характеристики существенны и для моделей, описывающих взаимосвязи показаний двух других "методов пористости" — акустического и гамма-гамма, их также необходимо включить в число аргументов строящейся модели.

Обычно зависимость нейтронной кажущейся пористости (водородосодержания породы) от перечисленных характеристик пород имеет вид аддитивной функции [8, 16, 62]. Аддитивность может нарушаться, если при учете так называемого экскавационного эффекта, влияющего на нейтронную пористость и возникающего из-за различия в плотностях матрицы породы и "сухой" глины (т.е. глины после извлечения из ее решетки кристаллизационной воды), выразить этот эффект в виде функции от водородосодержания породы, обычно равного сумме $k_{\text{п}} + w_{\text{гл}} k_{\text{гл}}$, где $w_{\text{гл}}$ — содержание кристаллизационной воды в глине. Тогда при умножении величины $k_{\text{гл}}$ на указанную функцию возникнет член, равный произведению пористости $k_{\text{п}}$ на глинистость $k_{\text{гл}}$. Чтобы этого не произошло, можно, используя расчетные данные Р.А. Резанова [8, 62], выразить экскавационный эффект не в виде функции от водородосодержания породы, а в виде функции от кажущейся нейтронной пористости $k_{\text{п.нгк}}$ или $k_{\text{п.ннк}}$.

Мы не будем в модель взаимосвязи кажущейся нейтронной пористости с другими свойствами пород вводить константы, учитывающие влияние углеводородов, как функции плотности углеводородов и плотности и концентрации фильтрата бурового раствора [8, 62]. В таком виде эти константы чаще всего использовать не удается, так как входящие в них величины обычно известны весьма приближенно. Поэтому мы просто зафиксируем в модели эти константы, указав, в каких пределах они изменяются и от чего зависят.

Итак, с учетом всего сказанного, модель взаимосвязи кажущейся нейтронной пористости со свойствами литологически однородной породы (матрица представлена какой-то одной литологической компонентой), например, песчаника с глинистым цементом, имеет следующий вид

$$k_{\text{п.нгк}} = \dot{k}_{\text{п}} (C_1 k_{\text{в.зп}} + 1 - C_1) + w_{\text{гл}} k_{\text{гл}} (1 + C_2 k_{\text{п.нгк}}). \quad (3.41)$$

Здесь $k_{\text{п.нгк}}$ — кажущаяся пористость по данным нейтронного гамма-метода (вместо $k_{\text{п.нгк}}$ можно было бы взять кажущуюся пористость по данным нейтронно-нейтронного метода), равная истинной открытой пористости песчаника в случае, если он полностью водонасыщен и не содержит глинистого материала; C_1 — константа, учитываящая влияние газонефтенасыщенности на показания НГК (ННК), в том числе и за счет экскавационного эффекта, возникающего из-за различия в плотностях матрицы породы и углеводородов [62], для газонасыщенных пород C_1 обычно равна 0,3–0,5, для нефтенасыщенных и водонасыщенных $C_1 = 0$; $w_{\text{гл}}$ — содержание химически связанной (кристаллизационной) воды в глинистом материале, обычно $w_{\text{гл}} = 0,15 \div 0,30$; C_2 — константа, учитываящая влияние экскавационного (плотностного) эффекта, возникающего за счет различия плотностей матрицы породы и глины без химически связанной воды, эта константа изменяется от 0,5 до 1,0; $k_{\text{в.зп}}$ — водонасыщенность зоны проникновения.

Если порода литологически неоднородна (матрица имеет сложный литологический состав), обычно в качестве эталонной породы рассматривается известняк, т.е. стоящая в левой части (3.41) кажущаяся нейтронная пористость определяется по зависимостям показаний НГК или ННК от водородосодержания известняка. Тогда в правую часть (3.41) помимо уже введенных членов добавляются компоненты вида

$$k_{\text{п.нгк.дол}} k_{\text{дол}} + k_{\text{п.нгк.песч}} k_{\text{песч}} + k_{\text{п.нгк.гипс}} k_{\text{гипс}} \text{ и т.д.},$$

где первые члены в каждой из введенных компонент представляют собой кажущиеся нейтронные пористости матриц доломита, песчаника, гипса, определенные по зависимости показаний метода от водородосодержания известняка; вторые члены введенных компонент равны объемным долям доломита, песчаника, гипса в породе.

Ясно, что в принципе в описываемую модель можно включить любое число литологических компонент. Но при практическом использовании этой модели мы чаще всего можем оценить по данным ГИС не более трех литологических компонент (одной из них является глинистая). Это ограничение обусловлено наличием в комплексе ГИС помимо НГК или ННК еще двух методов, показания которых зависят от литологического состава пород — гамма-гамма и акустического. Если учесть, что показания метода ГК зависят чаще всего от глинистости, то в принципе можно было бы по данным НГК (ННК), ГГК, АК и ГК оценить содержание в породе четырех литологических компонент. Но так как на показания АК существенно влияет вторичная пористость (о чем более подробно сказано ниже), в реальных условиях по данным указанного комплекса ГИС удается надежно оценить помимо глинистости содержание не более чем двух литологических компонент породы.

§ 4. Зависимость показаний гамма-гамма-каротажа и акустического каротажа от открытой пористости, глинистости и насыщенности горных пород

Начнем с модели, описывающей взаимосвязь показаний плотностного (гамма-гамма) метода со свойствами горных пород. Эта модель обычно представляется в виде аддитивной функции, представляющей плотность породы или кажущуюся "плотностную" пористость $k_{\text{п.ггк}} = (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{п}})/(\delta_{\text{ск}} - \delta_{\phi})$ в виде суммы, каждый член которой равен произведению кажущейся плотностной пористости данной компоненты породы на ее содержание в долях объема породы [8, 62]. Мы не будем останавливаться на физических основах гамма-гамма-метода, на связи между электронной плотностью и плотностью пород и на ряде других вопросов, детально освещенных в литературе [8, 40, 62]. Для нас важно выделить компоненты породы, влияющие на показания ГГК так, чтобы строящаяся модель была совместна с описанными ранее петрофизическими моделями, и расшифровать константы, входящие в эту модель.

Очевидно, необходимо выделить компоненты породы, имеющие разную плотность. Будем сначала говорить о литологически однородной породе (как и в случае модели взаимосвязи показаний НГК со свойствами пород), для конкретности — о глинистом песчанике. В такой породе выделяются следующие компоненты: открытая пористость, заполненная подвижной водой, равная для зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт $k_{\text{п}} k_{\text{в.зп}} - k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}}$; открытая пористость, заполненная углеводородами, $k_{\text{п}}(1 - k_{\text{в.зп}})$; открытая пористость, заполненная физически связанной водой, $k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}}$; глинистость породы $k_{\text{гл}}$. Изучаемая модель имеет следующий вид

$$k_{\text{п.ггк}} = k_{\text{п}} [k_{\text{в.зп}} + (1 - k_{\text{в.зп}}) k_{\text{п.ггк.угл}}] + \\ + k_{\text{гл}} k_{\text{п.ггк.гл}} - k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}} k_{\text{п.ггк.св.в}}. \quad (3.42)$$

Здесь $k_{\text{п.ггк.угл}} = (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{угл}})/(\delta_{\text{ск}} - \delta_{\phi})$; $k_{\text{п.ггк.гл}} = (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{гл}})/(\delta_{\text{ск}} - \delta_{\phi})$; $k_{\text{п.ггк.св.в}} = (\delta_{\text{св.в}} - \delta_{\phi})/(\delta_{\text{ск}} - \delta_{\phi})$; $\delta_{\text{п}}, \delta_{\text{ск}}, \delta_{\text{угл}}, \delta_{\phi}, \delta_{\text{св.в}}, \delta_{\text{гл}}$ — соответственно плотности породы, скелета (матрицы), углеводородов, фильтрата бурового раствора, связанный воды и глинистого цемента.

Как видно из выражения (3.42), влияние глинистости на кажущуюся пористость $k_{\text{п.ггк}}$, в отличие от общепринятых моделей, описывается не одним, а двумя членами. Первый учитывает влияние "твёрдой" компоненты, второй — физически связанной воды, находящейся в открытых порах глинистого материала. Поэтому даже при равенстве плотностей матрицы породы и глин (а это имеет место чаще всего для терригенных пород) влияние глин на $k_{\text{п.ггк}}$ не отсутствует (как это обычно считается при интерпретации данных ГИС для терригенных

пород, например, в системе Сарабанд [71]), а приводит к занизению кажущейся пористости по данным ГГК. Занизение обусловлено тем, что плотность физически связанный воды больше плотности свободной воды.

Перейдем к зависимости показаний акустического метода от свойств горных пород. В стандартной методике интерпретации данных ГИС чаще всего рассматривают взаимосвязь интервального времени пробега продольных волн (скорости) с открытой пористостью. Обычно эту взаимосвязь описывают в виде так называемого уравнения "среднего времени" [5]. Наглядность уравнения среднего времени и удобство его применения на практике образовали серьезное препятствие прогрессу в области построения новых петрофизических уравнений для связи скорости (интервального времени) с физическими свойствами горных пород.

Уравнения подобного типа обладают особенностью, препятствующей их построению и осложняющей даже построение фильтров. Особенность эта связана с тем, что механизмы прохождения продольной волны в суспензиях и песках значительно различаются. Более того, интервальное время пробега существенно зависит от содержания и характера цементации пород, в значительной мере определяющих условия прохождения упругих волн на контакте между различными компонентами породы. Вследствие этого многие методы расчета, вполне прогрессивные с точки зрения высокой науки и неплохо описывающие время пробега упругих волн даже в концентрированных суспензиях, оказываются недостаточно надежными при аппроксимации зависимостей для сцепленных песчаников. Обзор недавних зарубежных работ по этому вопросу сделан Г.Н. Мехтом (1984 г.). Именно поэтому число применяемых при анализе таких зависимостей фильтров сравнительно мало. Это, в первую очередь, фильтры, гарантирующие совпадение интервального времени Δt в случае, когда порода состоит из одной лишь компоненты с интервальным временем, отвечающим именно этой компоненте.

К числу уравнений, отличных от уравнения среднего времени и отвечающих этому условию, относится лишь несколько простейших уравнений. Одно из них – предложенное авторами в 1973 г. уравнение непрерывного смещения, для интервального времени имеющее вид [62] :

$$\Delta t = \left[\sum_{i=1}^k V_i (\Delta t_i)^{\alpha} \right]^{1/\alpha}, \quad (3.43)$$

где V_i – объемное содержание i -й компоненты; Δt_i – интервальное время пробега упругой продольной волны в этой компоненте; α – постоянная, не равная нулю. При $\alpha = 0$ из (3.43) предельным переходом получим

$$\ln(\Delta t) = \sum_{i=1}^k V_i \ln(\Delta t_i). \quad (3.44)$$

Следует отметить, что уравнение, совпадающее с уравнением (3.44) для $k = 2$, получено теоретически (правда, степень обоснованности вывода вызывает серьезные сомнения) и подтверждено экспериментально для оолитовых известняков в работе Мииз (1974 г.). В этой публикации уравнение (3.44) приводится в виде

$$\Delta t = (\Delta t_{\text{ск}})^{1-k} (\Delta t_{\text{ж}})^k, \quad (3.45)$$

где $\Delta t_{\text{ск}}$ и $\Delta t_{\text{ж}}$ – интервальное время пробега волн в скелете породы и в жидкости.

Ряд других уравнений имеет чисто эмпирический характер. Так, Э.Ю. Николаевский, а также В.Н. Дахнов, исходя из аналогии между распространением тока и прохождением упругой волны и опираясь на практику применения уравнения Арчи, записали уравнение

$$\Delta t = \sum_{i=1}^k V_i^{-\alpha} \Delta t_i. \quad (3.46)$$

Широкую популярность за рубежом приобрело уравнение

$$\frac{1}{\Delta t} = \frac{1 - k_{\text{пп}}^2}{\Delta t_{\text{ск}}} + \frac{k_{\text{пп}}}{\Delta t_{\text{ж}}}. \quad (3.47)$$

Уравнение это получено Румером – Хантом – Гарднером (1980 г.) чисто эмпирически при попытке описать одним уравнением совокупность большого числа разнородных данных.

По-видимому, одним из последних эмпирических уравнений для Δt является уравнение (3.48). Авторы этого уравнения также исходили из аналогии с процессами переноса электрического заряда в породах

$$\Delta t = \Delta t_{\text{ск}} (1 - k_{\text{пп}})^{-x}, \quad (3.48)$$

где коэффициент x меняется в том же диапазоне, что и коэффициент m в уравнении Дахнова – Арчи. Преобладают значения, равные 1,6–2,0. Несмотря на то, что это уравнение принадлежит к числу последних из опубликованных в литературе, его недостаток легко виден. При $k_{\text{пп}} = 1$ значение Δt , вместо того чтобы переходить в $\Delta t_{\text{ж}}$, обращается в бесконечность.

Все приведенные уравнения учитывают влияние на Δt только открытой пористости пород. Глинистость, нефтегазонасыщенность учитываются путем расширения уравнения среднего времени, т.е. добавления в него новых членов. Так, для породы, содержащей глинистый материал, предлагается следующая модель [5]

$$\Delta t = \Delta t_{\text{ск}} (1 - k_{\text{пп}} - k_{\text{гл}}) + \Delta t_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \Delta t_{\text{ж}} k_{\text{пп}}, \quad (3.49)$$

где $\Delta t_{\text{гл}}$ – интегральное время пробега продольных волн в глинах.

Определение величины $\Delta t_{\text{гл}}$ на практике вызывает большие затруднения. Эта величина чаще всего не совпадает со значением для

соседних глин [5, 16], поэтому ее обычно оценивают как подгоночную константу.

В программах комплексной интерпретации данных ГИС, рассматриваемых в настоящей книге как и в случаях описанных выше моделей, влияние глинистости разделяется на влияние твердой компоненты и физически связанный воды. Модель взаимосвязи показаний акустического метода с открытой пористостью, глинистостью и нефтегазонасыщенностью породы, матрица которой литологически однородна (например, известняк), используется в этих программах в следующем виде:

$$k_{\text{п.ак}} = k_{\text{п}} [k_{\text{в.зп}} + (1 - k_{\text{в.зп}}) k_{\text{п.ак.угл}}] + \\ + k_{\text{п.ак.гл}} k_{\text{гл}} - k_{\text{п.ак.св.в}} k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}}, \quad (3.50)$$

где $k_{\text{п.ак}} = (\Delta t - \Delta t_{\text{ск}})/(\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}})$; $k_{\text{п.ак.угл}} = (\Delta t_{\text{угл}} - \Delta t_{\text{ск}})/(\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}})$; $k_{\text{п.ак.гл}} = (\Delta t_{\text{гл}} - \Delta t_{\text{ск}})/(\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}})$; $k_{\text{п.ак.св.в}} = (\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{св.в}})/(\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}})$; $\Delta t_{\text{ск}}$, $\Delta t_{\text{ж}}$, $\Delta t_{\text{гл}}$, $\Delta t_{\text{угл}}$, $\Delta t_{\text{св.в}}$ – соответственно интервальные времена пробега упругих волн в скелете породы, жидкости, глинистом материале, углеводородах, связанный воде.

Из формулы (3.50) видно, что наличие в породе твердой компоненты глин приводит к возрастанию кажущейся акустической пористости до тех пор, пока $\Delta t_{\text{гл}}$ будет больше, чем $\Delta t_{\text{ск}}$. С увеличением глубины отложений разница между этими характеристиками будет уменьшаться и может изменить знак ($\Delta t_{\text{ск}}$ окажется больше, чем $\Delta t_{\text{гл}}$). Второй член модели (3.50), отражающий влияние глинистости, зависит от значений двух характеристик – $k_{\text{п.гл}}$ и $\Delta t_{\text{св.в}}$. Последняя характеристика экспериментально не изучалась, но она должна быть меньше, чем $\Delta t_{\text{ж}}$ (интервальное время в свободной воде), поэтому наличие в модели члена $k_{\text{п.ак.св.в}} k_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}}$ будет приводить к уменьшению кажущейся акустической пористости по мере увеличения в породе количества глинистого материала.

Если матрица породы будет литологически неоднородна, к соотношению (3.50) следует добавить члены $k_{\text{п.ак.дол}} k_{\text{дол}}$, $k_{\text{п.ак.песч}} k_{\text{песч}}$ и т.д. Здесь $k_{\text{п.ак.дол}} = \Delta t_{\text{дол}} - \Delta t_{\text{ск}}/\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}$; $k_{\text{п.ак.песч}} = \Delta t_{\text{песч}} - \Delta t_{\text{ск}}/\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}$, где $\Delta t_{\text{ск}}$ – интервальное время в известняке; $\Delta t_{\text{дол}}$, $\Delta t_{\text{песч}}$ – то же соответственно в доломите и песчанике.

На величину $k_{\text{п.ак}}$ существенно влияет вторичная (кавернозная и трещинная) пористость, о чем говорится ниже.

§ 5. Взаимосвязи для пород со сложной структурой порового пространства

Наличие в продуктивных отложениях вторичной пористости влияет на все рассмотренные выше петрофизические взаимосвязи. Для некоторых взаимосвязей (нейтронной и плотностной кажущихся пористостей со свойствами пород) это влияние можно легко учсть путем ввода в модели дополнительных членов. Для других взаимосвязей (удельного электрического сопротивления, кажущейся акустической пористости со свойствами пород) необходимо специально исследовать влияние кавернозной и трещинной пористостей. Полученные в этом направлении результаты нельзя считать удовлетворительными. До сих пор нельзя считать решенной проблему изучения пород, обладающих вторичной пористостью, по данным геофизических исследований скважин.

Сначала остановимся на зависимости удельного электрического сопротивления пород от вторичной пористости. Задачи расчета физических свойств горных пород, зависящих от структуры, в случае когда слагающие породу компоненты не только имеют отличные друг от друга физические свойства, но и отличаются своими размерами, геометрией и взаимным расположением, существенно более сложны, чем задачи, рассмотренные выше. Трудности связаны с тем, что требуется описать свойства объекта, структура которого состоит из более чем одной элементарной структуры, причем при нулевом содержании той или иной компоненты вырождается в более простую структуру.

При решении этой задачи уже крайне сложно обойтись одними лишь чисто эмпирическими методами наподобие все еще применяемых зачастую в петрофизике для расчета сопротивления, относительной амплитуды метода самопроизвольной поляризации, естественной радиоактивности и т.п., поскольку не всегда удается в явном виде указать, какие характеристики структуры и как влияют на показания геофизических методов:

Наиболее чувствительны к изменению структуры свойства, отражающие явления переноса в горных породах, в частности, проницаемость и удельное электрическое сопротивление горных пород. Мы рассмотрим лишь влияние вторичной пористости на удельное сопротивление горных пород.

Предположим, что вторичная пористость состоит из пустот, существенно больших по размеру, чем первичная (это может быть кавернозная или трещинная пористость). В этом случае задачу расчета сопротивления породы с трещинной пористостью можно сформулировать как задачу расчета сопротивления породы с конечным сопротивлением скелета породы, совпадающим с сопротивлением блоков этой породы.

Пожалуй, впервые задачу в такой постановке рассмотрел Дж.С. Пирсон, получивший для этого случая простое соотношение (3.51), связывающее сопротивление трещинной породы $\rho_{\text{п.тр}}$ с сопротивлением блоков $\rho_{\text{бл}}$ и трещинной пористостью $k_{\text{п.тр}}$:

$$\frac{\rho_{\text{п.тр}}}{\rho_{\text{ж}}} = \left[k_{\text{п.тр}} + \frac{(1 - k_{\text{п.тр}})}{\rho_{\text{бл}}} \rho_{\text{ж}} \right]^{-1}, \quad (3.51)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — сопротивление жидкости, насыщающей трещину.

Следует отметить, что в принятых предположениях о соотношении размеров трещин и пор в блоковой пористости уравнение (3.51) получено совершенно строго. Более того, оно оказывается полезным и в случае, когда геометрия вторичной пористости более сложная, поскольку в этом случае дает точную нижнюю оценку для значений $\rho_{\text{п.тр}}$, не достигаемую при любой иной геометрии распределения вторичных пор.

Определенный резонанс за рубежом вызвало исходящее из близких предпосылок уравнение Агилиера (1982 г.):

$$\frac{\rho_{\text{п.тр}}}{\rho_{\text{в}}} = \left[V k_{\text{п}} + \frac{(1 - V) \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{бл}}} \right]^{-1}, \quad (3.52)$$

где $V = (k_{\text{п}} - k_{\text{п.бл}}) / [k_{\text{п}}(1 - k_{\text{п.бл}})]$, причем $k_{\text{п}}$ — полная пористость, а $k_{\text{п.бл}}$ — первичная.

При выводе этого уравнения сделана попытка избежать введения параметра $k_{\text{п.тр}}$. Этот же автор утверждает, что сопротивление трещинной породы можно описать при помощи уравнения типа Дахнова–Арчи, однако значение структурного коэффициента будет иным, чем показатель m для нетрещинных пород $m_{\text{бл}}$. Из этого предположения можно получить уравнение связи m , $k_{\text{п}}$, $k_{\text{п.бл}}$, $m_{\text{бл}}$. Далее мы на этом электрическом подходе, упомянутом из-за его популярности, останавливаться не будем, адресуя заинтересованных лиц к первоисточнику.

Простейшее обобщение этого уравнения для расчета значения сопротивления трещинной породы было предложено в работе [74]. В этой работе предлагается применять для оценки сопротивления трещинного коллектора уравнение

$$\frac{\rho_{\text{п.тр}}}{\rho_{\text{ж}}} = \left[\frac{(1 - k_{\text{п.тр}}) \rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{бл}}} + \frac{k_{\text{п.тр}} k_{\text{в.тр}}^n T_{\text{тр}}^2}{T_{\text{тр}}^2} \right]. \quad (3.53)$$

Уравнение это, как легко видеть, отличается от уравнения (3.61)

лишь наличием множителей $k_{\text{в.тр}}^n$ и $1/T_{\text{тр}}^2$, отражающих влияние нефтенасыщения трещин и их извилистости. На практике в уравнении (3.53) рекомендуется использовать значение $T_{\text{тр}} = 1$.

Для случая, когда вторичная пористость реализуется не в виде трещин, а в виде каверн или карстовых пустот, для расчета ее влияния на сопротивление предложено использовать формулу Максвелла для проводимости среды со сферическими включениями, имеющую вид

$$\frac{\rho_{\text{п.кав}}}{\rho_{\text{бл}}} = \frac{(1 - k_{\text{п.кав}}) \rho_{\text{бл}} + (2 + k_{\text{п.кав}}) \rho_{\text{ж}}}{(1 + 2k_{\text{п.кав}}) \rho_{\text{бл}} + 2(1 - k_{\text{п.кав}}) \rho_{\text{ж}}}, \quad (3.54)$$

где $k_{\text{п.кав}}$ — кавернозная (каверновая) пористость породы; $\rho_{\text{ж}}$ — сопротивление насыщающей каверны жидкости; $k_{\text{п.кав}}$ — сопротивление породы, имеющей кавернозную и "блочную" (межгранулярную) пористости.

Следует отметить, что уравнения (3.51) и (3.54) можно получить из уравнения для сопротивления породы матричного типа, введенного нами в § 1 настоящей главы, с той лишь разницей, что в первом случае в качестве матричной фазы берутся трещины, а во втором — блоки.

Уравнение это, приобретающее для первого случая вид (3.55), отвечающий схеме укладки прямоугольных блоков породы, полезно сопоставить с другими уравнениями, предложенными для этой же цели

$$\frac{\rho_{\text{п.тр}}}{\rho_{\text{ж}}} = \frac{1 + (\rho_{\text{ж}}/\rho_{\text{бл}} - 1)D - D(1 - k_{\text{п.тр}})(\rho_{\text{ж}}/\rho_{\text{бл}} - 1)}{1 + (\rho_{\text{ж}}/\rho_{\text{бл}} - 1)D + (1 - D)(1 - k_{\text{п.тр}})(\rho_{\text{ж}}/\rho_{\text{бл}} - 1)}, \quad (3.55)$$

где D — деполяризующий фактор, заключенный между значениями, равными нулю и единице.

А.М. Нечаем (1976 г.) и Б.Ю. Вендельштейном (1978 г.) предложено уравнение, которое отличается лишь способом задания входящего в него коэффициента A , характеризующего геометрию расположения трещин

$$\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}} = \left(\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{бл}}} + \frac{k_{\text{п.тр}}}{A} \right)^{-1}, \quad (3.56)$$

причем A меняется от 1 до 2, а при характеристическом расположении трещин $A = 2/3$. Отметим, что D из уравнения (3.55) и A из (3.56) естественно связаны друг с другом при помощи уравнений $D = 1 - 1/A$ и $A = 1/(1 - D)$.

Следует отметить, что вывод уравнения (3.56) имеет нестрогий характер, как и уравнения В.Н. Дахнова [16] :

$$\rho_{\text{п.тр}} = \frac{1 - k_{\text{п.тр}}}{[1 + k_{\text{п.тр}}(\rho_{\text{бл}}/\rho_{\text{ж}} - 1)]^3}. \quad (3.57)$$

Интересный подход к расчету $\rho_{\text{п.тр}}$ предложил М.М. Элланский [62]. Он основан на использовании уравнения непрерывного смешения:

$$\frac{\rho_{\text{п.тр}}}{\rho_{\text{ж}}} = [(1 - k_{\text{п.тр}}) \left(\frac{\rho_{\text{бл}}}{\rho_{\text{ж}}} \right)^B + k_{\text{п.тр}}]^{(1/B)}, \quad (3.58)$$

где $B = 2D - 1$ и меняется от -1 до 1 . При $D = 0$ имеем $B = -1$, и уравнение (3.58) переходит в уравнение (3.51). Отметим также связь B из (3.58) с A из (3.56), имеющую вид $B = 1 - 2/A$. Отсюда вытекает, что $B < 0$.

С целью сравнительного анализа применимости уравнений для трещинной пористости уместно использовать, следя нашей схеме исследования уравнений, некоторые фильтры [32, 35].

Наиболее точные результаты должны получиться в случаях применения фильтров тождества, неравенства и соответствия. Приведем соответствующие предельные переходы и отвечающие им решения. Должны, очевидно, выполняться предельные соотношения, сведенные ниже в табл. 6.

Из рассмотрения табл. 6 видно, что только уравнения (3.55) и (3.58) удовлетворяют всем фильтрам.

Общим недостатком всех приведенных уравнений является недочет ими нескольких влияющих на оценку $\rho_{\text{п.тр}}$ факторов. Первый из них — недоучет влияния опреснения блоков (блоки по периферии насыщены водой иной минерализации, чем в их центре). Влияние этого фактора можно учесть формально, введя вместо $\rho_{\text{бл}}$, отвечающего неопресненным блокам, величину $\rho_{\text{бл}}$, которую рассчитывают по уравнению, формально совпадающему с (3.55), но получаемому из него заменой переменных $\rho_{\text{п.тр}}$ на $\rho_{\text{бл}}$, $\rho_{\text{ж}}$ на $\rho_{\text{бл.1}}$, $\rho_{\text{бл}}$ на $\rho_{\text{бл.о}}$ и $k_{\text{п.тр}}$ на A , где A — объемная доля опреснения блока с периферии к центру.

Второй недостаток — отсутствие информации о том, как следует задавать $\rho_{\text{ж}}$. Ясно, что $\rho_{\text{ж}}$ должно быть связано с сопротивлением пластовой воды фильтрата бурого раствора, содержанием глин (трещины часто кольматируются) и нефтесодержанием. Для того чтобы корректно учесть влияние всех этих факторов на $\rho_{\text{ж}}$, необходимо ввести соответствующие расчетные формулы, связывающие $\rho_{\text{ж}}$ с содержанием глин и воды в трещинах.

Соответствующие уравнения должны быть проще, чем приведенные в § 1 настоящей главы. Эффект кольматации, как правило, затрагивает лишь близлежащие к скважине области. Геометрия порового пространства внутри трещин в незакольматированной части проста и близка к плоскоперпараллельной. Поэтому влияние ненулевой нефтенасыщенности трещин можно учесть введением коэффициента $k_{\text{в.тр}}$ без какой-либо степени. При этом мы исходим из модельного представления, что стенки трещин гидрофильтры и их обволакивает остаточная вода. Существуют и иные модельные представления, в частности, нередко предполагают, что так называемые "поперечные трещины" насыщены нефтью и их сопротивление необходимо учитывать особым образом. Расчет сопротивления подобной системы так же, как и системы, содержащей каверны, возможен методами, подобными рассмотренным выше, но требует отдельного рассмотрения. Наименее громоздкие расчетные формулы можно получить, исходя, как и при выводе формулы (3.58), из метода непрерывного смешения.

В заключение этого раздела необходимо упомянуть о методах расчета сопротивления блока породы $\rho_{\text{п.бл}}$. Естественным представляется использование для таких расчетов уравнений типа Дахнова—Арчи, включающих произведение $k_{\text{п}} k_{\text{в}}$ в степени m , причем m постоянно и не зависит от пористости.

Вместе с тем такое предположение справедливо лишь при выполнении двух условий: 1) гидрофильтрности поверхности (в против-

Таблица 6

Предельные соотношения для сопротивления трещинного коллектора

Предельный переход	Априорная оценка	Оценки по уравнениям		
		(3.55)	(3.56)	(3.57)
$\frac{\rho_{6\pi}}{\rho_{jk}} \rightarrow 0$	$\rho_{\pi, \text{пр}} \approx \rho_{jk} k_{\pi, \text{пр}} \geq 0$	$\sim D \rho_{jk} k_{\pi, \text{пр}}$	0	$\sim \rho_{6\pi}$
$\frac{\rho_{6\pi}}{\rho_{jk}} \rightarrow \infty$	$\rho_{\pi, \text{пр}} \approx \frac{\rho_{jk}}{k_{\pi, \text{пр}}} \geq 0$	$\sim \frac{\rho_{jk}}{(1-D)k_{\pi, \text{пр}}} \geq 0$	$\frac{\rho_{jk} A}{k_{\pi, \text{пр}}} \geq 0$	~ 0
$k_{\pi, \text{пр}} = \rho_{jk}$	$\rho_{\pi, \text{пр}} = \rho_{jk}$	$\rho_{\pi, \text{пр}} < \rho_{jk}$	$\rho_{\pi, \text{пр}} > \rho_{jk}$	$\rho_{\pi, \text{пр}} = \rho_{jk}$
$k_{\pi, \text{пр}} = 0$	$\rho_{\pi, \text{пр}} = \rho_{6\pi}$	$\rho_{\pi, \text{пр}} = \rho_{6\pi}$	$\rho_{\pi, \text{пр}} = \rho_{6\pi}$	$\rho_{\pi, \text{пр}} = \rho_{6\pi}$
$k_{\pi, \text{пр}} = 1$	$\rho_{\pi, \text{пр}} = \rho_{jk}$	$\rho_{\pi, \text{пр}} \neq \rho_{jk}$	$\rho_{\pi, \text{пр}} = 0$	$\rho_{\pi, \text{пр}} = \rho_{jk}$

ном случае коэффициент степени при $k_{\text{в}}$ должен быть существенно выше); 2) однородности выборки, по которой оценено значение показателя степени m . В том случае, когда в выборке механически объединены породы с разным строением (в частности, тонкозернистые и грубозернистые), причем тип строения коррелирован с пористостью, значения коэффициента m могут зависеть от пористости. В литературе описаны взаимосвязи коэффициентов m и n с пористостью, отношением $k_{\text{пр}}/k_{\text{n}}$, остаточной водонасыщенностью (последние две характеристики реагируют на строение пород еще более чутко, чем пористость).

Наибольшую известность приобрела формула зависимости показателя m от k_{n} , вошедшая в ряд справочных руководств и называемая за рубежом "формула Шелл":

$$m = 1,87 + 0,019/k_{\text{n}}. \quad (3.59)$$

Известная степень недоверия к этой формуле, претендующей наподобие уравнения Хамбала на универсальность, бытowała всегда (хотя ниже в гл. 5, видно, что она хорошо описывает в ряде случаев зависимость сопротивления низкопористых карбонатных пород от пористости). В одной из последних публикаций приводится альтернативный вариант зависимости m от k_{n} , имеющий не только иной вид, но и противоположную направленность (А.М. Бораи, 1987 г.):

$$m = 2,2 - 0,035/(k_{\text{n}} + 0,042). \quad (3.60)$$

Выяснение причин различного характера зависимостей показателя m от пористости требует специальных исследований и не входит в наши задачи.

Перейдем к рассмотрению влияния вторичной пористости на взаимосвязь интервального времени пробега продольных упругих волн со свойствами пород. Обычно при интерпретации данных ГИС допускается, что интервальное время "не реагирует" на вторичную пористость и определяется лишь первичной межгранулярной пористостью. На этом допущении построены практически все методики комплексной интерпретации данных ГИС, ориентированные на оценку литологического состава пород, их полной и вторичной пористости, в частности, методика Корибанд [8]. В работе [40] говорится о том, что значения Δt , рассчитанные для кавернозных пород, зависят от отношения длины λ волны к поперечному размеру d отдельных каверн и пор. При $\lambda/d > 128$ (пористая среда) расчетное значение Δt неглинистой водонасыщенной породы согласуется с уравнением среднего времени. С уменьшением λ/d интервальное время уменьшается, совпадая с $\Delta t_{\text{ск}}$ при $\lambda/d = 8$ (чисто кавернозная среда), т.е. при редко расположенных порах или кавернах большая часть энергии волн распространяется по скелету породы, минуя каверны и поры.

Нижняя оценка интервального времени пробега продольных волн в породе с кавернами может быть произведена [40] по формуле

$$\Delta t \geq \Delta t_m (1 + k_{\text{п.кав}}/2), \quad (3.61)$$

где Δt_m – интервальное время в породе такой же пористости, но без каверн; $k_{\text{п.кав}}$ – каверновая пористость.

Из соотношения (3.61) следует, что полная пористость кавернозных пород, определяемая по уравнению среднего времени, занижена на величину, равную или большую, чем $k_{\text{п}}/2$.

В трещиноватой среде величина Δt больше, чем в пористой, так как сжимаемость трещин в упругом массиве больше, чем межрегулярных пор. При нормальном падении волны на систему трещин справедлива формула

$$\Delta t = \Delta t_{jk} k_{pm} + \Delta t_{jk} k_{p.tr} + \Delta t_{ck} (1 - k_{pm} - k_{p.tr}), \quad (3.62)$$

где k_{pm} – пористость матрицы; $k_{p.tr}$ – пористость трещин; γ – коэффициент, меняющийся, согласно [40], от 1 до 6 и зависящий от соотношения акустических жесткостей скелета и насыщающей пустотное пространство жидкости.

В работе [40] говорится, что поскольку $k_{p.tr}$ обычно составляет 0,2–0,01 %, вкладом среднего члена в (3.62) можно пренебречь и определять полную пористость порово-трещинных пород по модели для гранулярных пород (в случае чистых водонасыщенных пород – по уравнению среднего времени). В реальных условиях зачастую роль среднего члена модели (3.62) оказывается гораздо выше, поэтому величина Δt в порово-трещиноватых породах часто существенно превышает интервальное время в гранулярных породах, обладающих такой же пористостью. Этот эффект, как показано ниже (см. гл. 5), удается использовать как качественный признак наличия в породе трещинной пустотности.

ГЛАВА 4

СИСТЕМЫ МНОГОМЕРНЫХ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

§ 1. Общие требования к системам многомерных зависимостей

Геологи и геофизики, как правило, не определяют того, что они подразумевают под словом "интерпретация", предпочитая быстрее переходить к методикам получения геологических результатов (в случае интерпретации данных ГИС – к методикам получения пористости, глинистости, водонасыщенности пород, вскрытых скважиной), т.е. давая таким образом операциональное определение. С точки зрения философов, интерпретацию можно определить как процесс установления значения явления относительно определенного интеллектуального контекста.

По существу интерпретация данных любого источника информации относительно объектов нефтегазовой геологии, например данных ГИС, представляет собой процесс совместного использования геолого-геофизических данных и знаний об объекте с целью формирования рационально осмыслинного образца этого объекта, транслируемого далее пользователю (специалисту по подсчету запасов, по составлению проекта разработки и т.п.). При таком взгляде на интерпретацию выделяются два четко разделенных класса знаний: знания о структуре образов объекта (по существу, именно о них шла речь в предыдущих главах) и о структуре планов построения этих образов из данных (в том числе о способах совместного использования подобных моделей при обработке геолого-геофизических данных). Такое деление геолого-геофизических знаний на декларативные и процедурные соответствует современной идеологии экспертных систем и по существу было развито уже в известной книге Миллера — Галантера— Прибрама (1965 г.), посвященной вопросам исследования поведения.

Разделение проблематики знаний на декларативные и процедурные позволяет достичь их известной автономии. В этом смысле данная глава может рассматриваться самостоятельно от содержания предыдущих глав, хотя это может показаться странным непривычному к такому структурированию знаний читателю. В данной главе мы используем не столько геофизические понятия и термины, сколько более пригодные для целей данной главы математические понятия и термины. Неизбежность такого подхода если не при изложении, то, по крайней мере, при получении результатов обработки геолого-геофизических данных показала сама практика развития методов обработки и интерпретации геолого-геофизических данных.

Развитие методов обработки геолого-геофизических данных шло последовательно от использования одного информативного геофизического метода при решении каждой конкретной задачи (это, по сути дела, применение методологии однофакторного эксперимента, о которой мы говорили в гл. 1; так появились "метод насыщенности", "метод пористости", "метод глинистости") к их комплексированию. Так постепенно возникла идея "корректировки за глинистость" методов насыщения, а затем и пористости. В итоге уже к началу 60-х годов появились предпосылки для рассмотрения задачи обработки данных ГИС как задачи решения системы уравнений — моделей петрофизических зависимостей (этот шаг означал переход от методологии однофакторного эксперимента к методологии многофакторного эксперимента). Первые работы такого рода исходили из того, что системы моделей петрофизических зависимостей линейны. Затем появились публикации, в которых исходили из переопределенных, а далее и нелинейных систем уравнений. Однако для того, чтобы корректно поставить задачу использования систем нелинейных уравнений, надо вначале эту систему корректно составить.

Введем для удобства последующего изложения следующие обозначения. Будем считать, что вектор искомых (коллекторских, литологических, структурных) свойств \bar{X} связан с вектором показаний различных промыслового-геофизических методов \bar{Y} . Компоненты \bar{X} и \bar{Y} имеют четкий петрофизический смысл (например $X_1 = k_{\text{пп}}$, $X_2 = k_{\text{гл}}$, $X_3 = k_{\text{в}}$, $Y_1 = \rho_{\text{пп}}$, $Y_2 = a_{\text{СП}}$ и т.д.), вектор \bar{X} имеет k , а вектор \bar{Y} — n компонент. С помощью введенных переменных можно унифицированно записать различные соотношения взаимосвязи показаний каротажа \bar{Y} и искомых свойств пород \bar{X} . Преимущество такого подхода — его абстрагированность от конкретных видов петрофизических взаимосвязей, позволяющая все изложение в данной главе сделать общим независимо от вида конкретных взаимосвязей.

В качестве примеров возможных уравнений и неравенств можно рассматривать всевозможные уравнения и неравенства, описанные выше, например, уравнение Дахнова — Арчи, связывающее сопротивление пород $\rho_{\text{пп}} = Y_1$ с произведением пористости на водонасыщенность $k_{\text{пп}} k_{\text{в}} = X_1 X_3$, или уравнение взаимосвязи показаний метода естественной радиоактивности $i_{\gamma} = Y_4$ с содержанием радиоактивных минералов, например, глин — $k_{\text{гл}} = X_2$, или неравенство, связывающее сопротивление породы $\rho_{\text{пп}} = Y_1$ с оценкой этого сопротивления через влажность $k_{\text{пп}} k_{\text{в}} = w = X_1 X_3$ по известной формуле Максвелла.

Соотношения взаимосвязи \bar{Y} и \bar{X} могут иметь характер уравнений или неравенств в основном виде (4.1) — (4.3). Будем считать, что наряду с векторами \bar{X} и \bar{Y} известны также параметры, характеризующие генезис пород (их литолого-фациальные особенности и характер постседиментационных изменений), в первую очередь комплексный параметр $I_{\text{пп}}$, характеризующий литологию, а также параметры Z и T , характеризующие глубину залегания и возраст породы.

Вопрос о выборе компонент вектора \bar{X} является принципиальным. Будем далее считать, что компоненты выделены в соответствии с принципами, изложенными в гл. 1, а их совокупность выбрана так, что взаимосвязи $\bar{Y} - \bar{X}$ для данного и известного $I_{\text{пп}}$ наиболее устойчивы, а это тесно связано с их обоснованностью. Таким образом, каждой взаимосвязи отвечает некая концептуальная схема строения породы или же она является полуэмпирическим обобщением:

$$Y_j < \Phi_{jm}^+ (\bar{X}, \bar{\theta}_{jm}^{y+}) + \epsilon [0, (\sigma_{yjm}^{1+})^2, P_{2jm}^{y+}, (\sigma_{yjm}^{2+})^2]; \quad (4.1)$$

$$Y_j = \Phi_{jm}^0 (\bar{X}, \bar{\theta}_{jm}^{y0}) + \epsilon [0, (\sigma_{yjm}^{10})^2, P_{2jm}^{y0}, (\sigma_{yjm}^{20})^2]; \quad (4.2)$$

$$Y_j > \Phi_{jm}^- (\bar{X}, \bar{\theta}_{jm}^{y-}) + \epsilon [0, (\sigma_{yjm}^{1-})^2, P_{2jm}^{y-}, (\sigma_{yjm}^{2-})^2]. \quad (4.3)$$

Входящие в (4.1) — (4.3) функции Φ^+ , Φ^0 , Φ^- отвечают взаимосвязям типа неравенств и уравнений, справедливым с точностью до слу-

чайной ошибки ϵ , имеющей нулевое математическое ожидание. Векторные параметры θ_{jm}^y отвечают вектору коэффициентов, входящим в эти взаимосвязи. Ошибка может иметь рутинную составляющую с дисперсией $(\sigma_{ujm}^1)^2$ и ураганную (грубую), появляющуюся с вероятностью P_{2jm}^y и имеющую дисперсию, равную $(\sigma_{ujm}^2)^2$. В частном случае, когда $P_{2jm}^{y0} = 0$ или $\sigma_{ujm}^{10} = \sigma_{ujm}^{20}$, мы приходим к системе уравнений довольно традиционного типа, предложенной в работе Л.А. Халфина [54]. Здесь мы не касаемся вопроса о природе рутинных и грубых ошибок, в частности, о том, связаны ли они в основном лишь с погрешностями измерений и предшествующей интерпретации или же обусловлены самой стохастической природой этих взаимосвязей.

Необходимость учета наличия грубых ошибок, по существу, отвечает идеям робастного подхода и была осознана и оформлена как требование предварительной отбраковки данных в самых ранних работах по применению математических методов в геологии и геофизике. Ряд соображений, связанных с реализацией идеи отбраковки, приведен в работе [62].

Помимо взаимосвязей типа (4.1) – (4.3) в распоряжении интерпретатора могут иметься взаимосвязи типа (4.4) – (4.6), отражающие наличие информации об ожидаемых значениях компонент вектора искомых характеристик X , об их диапазонах изменения или же о взаимосвязях отдельных компонент друг с другом. Легко привести примеры таких взаимосвязей. Так, простейшим примером являются ограничения на значения характеристик, таких как пористость $k_n = X_1$, глинистость $k_{gl} = X_2$, водонасыщенность $k_v = X_3$, изменяющихся вообще в фиксированном диапазоне, который может быть значимо сужен для конкретных литотипов. Упомянем также о том, что распределения физических свойств для различных литотипов могут быть довольно устойчивы (так, довольно часто справедлива гипотеза о нормальности распределения пористости пород). Возможны и часто устойчивы и рассмотренные нами ранее взаимосвязи (как уравнения, так и неравенства) пористости с глинистостью, остаточной водонасыщенности с пористостью и глинистостью и т.п. Взаимосвязи этого типа запишем в следующем виде:

$$X_i < \varphi_{im}^+ (\bar{X}|X_i, \bar{\theta}_{im}^{x+}) + \epsilon [0, (\sigma_{xim}^{1+})^2, P_{2im}^{x+}, (\sigma_{xim}^{2+})^2]; \quad (4.4)$$

$$X_i = \varphi_{im}^0 (\bar{X}|X_i, \bar{\theta}_{im}^{x0}) + \epsilon [0, (\sigma_{xim}^{10})^2, P_{2im}^{x0}, (\sigma_{xim}^{20})^2]; \quad (4.5)$$

$$X_i > \varphi_{im}^- (\bar{X}|X_i, \bar{\theta}_{im}^{x-}) + \epsilon [0, (\sigma_{xim}^{1-})^2, P_{2im}^{x-}, (\sigma_{xim}^{2-})^2], \quad (4.6)$$

где входящие в (4.4) – (4.6) функции φ^+ , φ^0 , φ^- отвечают взаимосвязям типа неравенств или уравнений, справедливым с точностью до ошибок ϵ , а запись $\bar{X}|X_i$ фиксирует, что в наборе компонент вектора \bar{X} i -я компонента не рассматривается. Остальные компоненты введенной рациональной индексации следует рассматривать по аналогии с введенными выше для взаимосвязей \bar{X} и \bar{Y} .

Наряду с взаимосвязями типа (4.1) – (4.6), которые могут быть введены для конкретных литологических типов пород, могут быть и иные взаимосвязи. В частности, необходимо учесть, что значения отдельных компонент вектора \bar{X} или же $I_{\text{л}}$ в пластах, расположенных в смежных пространственных областях, могут быть взаимосвязаны (речь идет в первую очередь о принципе упорядоченности газ – нефть – вода, а также об учете цикличности седиментации). Способами задания взаимосвязи типа $\bar{X} - Z - \bar{X}$ уделялось много внимания. Ш.А. Губерман и И.М. Чурикова предложили ряд алгоритмов учета взаимосвязи насыщенности пластов, авторская сводка публикаций на эту тему есть в работе [15]. А.Е. Кулинкович, А.И. Соломасов, Д.Е. Коваленко, Д.А. Шапиро, А.З. Горин, В.Г. Ингерман предложили другие способы фиксации взаимосвязи насыщенности пластов.

Оригинальный способ задания такой взаимосвязи предложен Б.Н. Еникеевым [19, 31]. Изменения значений насыщенности по глубине имеют вид функции (типа ступеньки), отягощенной ошибками, причем координаты точки излома ступеньки неизвестны. Таким образом, взаимосвязь между значениями компонент \bar{X} в пластах на разных глубинах Z выражалась через вероятности принадлежности $\bar{X}(Z)$ к классу нефть $q[\bar{X}(Z)]$ или классу вода $1 - q[\bar{X}(Z)]$. При этом итоговые оценки насыщенности определялись двумя факторами. Первый из них, отвечающий $q[\bar{X}(Z)]$, – оценка требуемой компоненты вектора \bar{X} , соответствующей насыщению с ошибкой этой оценки; второй – характер расположения Z относительно некой критической глубины Z_* . Если глубина Z_* неизвестна, она является свободным параметром, который можно ввести как новую переменную, но относящуюся уже не к одному пласту, а к их совокупности. Задача нахождения Z_* при известных $q[\bar{X}(Z)]$ сводится при этом к максимизации функционала

$$L(Z_*) = \prod_{Z < Z_*} q[\bar{X}(Z)] \prod_{Z \geq Z_*} \left\{ 1 - q[\bar{X}(Z)] \right\}. \quad (4.7)$$

В случае, когда имеется обширная переходная зона, функционал $L(Z_*)$ может быть модифицирован. Таким образом, желательность учета принципа упорядоченности заставляет вводить взаимосвязи, которые относятся уже не к одному пласту, и к их совокупности.

Следует однако заметить, что в рамках каждого конкретного пласта предположение о справедливости гипотезы "вода или продукция" может быть formalизовано как предположение о справедливости той или иной взаимосвязи типа $\bar{X} - \bar{X}$ (в первом случае $k_{\text{в}} = X_3$ должна быть вблизи единицы, во втором – немного больше оценок остаточной водонасыщенности по пористости и глинистости пород или равной этим оценкам [42]).

Еще один вид взаимосвязей могут характеризовать взаимосвязи типа $\theta - \bar{\theta}$, отражающие взаимосвязи компонент векторов θ для различных коэффициентов в породах с данным $I_{\text{л}}$. Кроме того, интерпретато-

ру могут быть известны оценки векторов параметров, характеризующих случайные ошибки σ^1 и σ^2 взаимосвязей с довольно высокой точностью в заданных $I_{\text{л}}$. Далее в этой главе мы обычно будем предполагать, что они известны точно, или могут быть оценены по значениям Y .

Введенные нами выше типы взаимосвязей $\bar{Y} - \bar{X}$, $\bar{X} - \bar{X}$, $\bar{X} - Z - \bar{X}$, $\theta - I_{\text{л}} - \theta$, $\sigma - I_{\text{л}}$ по сути, составляют пространство, в котором обработчик – интерпретатор должен сделать свой выбор, наполнив его конкретным содержанием (теми или иными типами взаимосвязей или путем уточнения их параметров).

Более того, анализ современных отечественных [18, 21, 33, 34, 42, 43, 63] и зарубежных [72] разработок позволяет сказать, что на данный момент введенные взаимосвязи исчерпывают основные их типы, используемые при количественной обработке данных ГИС. Некоторая неполнота нашей системы взаимосвязей может быть связана лишь с двумя неоговоренными выше допущениями: 1) предполагается, что показания всех методов ГИС приведены к одному масштабу и отвечают единой разрешающей способности; 2) предполагается, что мы оцениваем компоненты \bar{X} уже по проинтерпретированным показаниям методов ГИС (например, работаем не с кривой кажущегося сопротивления, а с оцененными значениями сопротивления породы и зоны проникновения). Оба этих допущения, в принципе, могут быть сняты, однако работы в этом направлении [24] пока еще имеют исследовательский характер.

Итак, оценка характеристик пласта должна быть предварена выбором в введенном пространстве типов взаимосвязей. После того как этот выбор сделан, перед интерпретатором стоит задача отыскания решения, удовлетворяющего подобной системе взаимосвязей.

§ 2. Методы решения систем многомерных геофизических зависимостей

В предыдущем параграфе фактически приведена формализованная постановка задачи обработки геолого-геофизических данных. Требуется по взаимосвязям введенных выше типов получить оценку вектора искомых характеристик изучаемых отложений \bar{X} . Ясно, что оценка эта должна определяться с учетом необходимости наилучшим образом (с учетом оценок ошибок) удовлетворять всем выбранным зависимостям, а также измерениям вектора \bar{Y} .

Может быть предложен целый ряд способов построения таких решений. Исторически одним из первых в геофизике появился способ, предложенный Л.А. Халифним [54]. Применительно к задачам обработки данных каротажа он развивался в работах [18, 31, 33, 42]. Речь идет о статистическом подходе к интерпретации данных ГИС, согласно которому выбор вектора \bar{X} должен быть таким, чтобы невязки $S(\bar{X})$ правых и левых частей зависимостей, нормированные на дисперсии, были минимальны (это относится к зависимостям типа (4.2) и (4.5)). Таким

образом, речь идет о минимизации отклонений вычисленных по \bar{X} оценок \bar{Y}_j от измеренных в области, в которой оценки \bar{X} взаимосогласованы (отвечают соотношениям (4.4) – (4.6)). В случае, когда речь идет лишь об уравнениях типа (4.2) и грубыми ошибками можно пренебречь, мы приходим (для оценки \bar{X}) к методу наименьших квадратов, при котором $S(\bar{X})$ имеет довольно простой вид

$$S(\bar{X}) = \left\{ \sum_{j=1}^n [Y_j - \Phi_{jm}^0(\bar{X}, \bar{\theta}_{jm}^{yo})] / \sigma_{yjm}^{10} \right\}, \quad (4.8)$$

где n – число используемых при обработке показаний методов каротажа; Y_j – их показания j -го метода.

В качестве оценок \bar{X} выбирают такие, которые делают $S(\bar{X})$ минимальным. В частном случае, когда все ошибки равны нулю, в точке минимума $S(\bar{X})$ должно равняться нулю. Следует отметить, что метод оценки \bar{X} , отвечающий минимизации критерия $S(\bar{X})$, пригоден далеко не всегда. Во-первых, совершенно очевидно, что число компонент вектора искомых характеристик \bar{X} должно не превышать n . Во-вторых, может оказаться, что минимизация критерия $S(\bar{X})$, по существу, происходит не по всей совокупности компонент вектора \bar{X} , а лишь по некоторой комбинации их (так, в отсутствии методов, реагирующих на пористость, по "методам влажности" разделить влияние пористости и водонасыщенности и тем самым получить их раздельные оценки невозможно).

Поскольку минимизация критерия (4.8) в условиях, когда введенные нами соотношения справедливы, эквивалентна применению для оценивания метода максимума правдоподобия, то такие оценки наследуют целый ряд замечательных свойств этого метода. Так, они являются асимптотически несмещеными, состоятельными и асимптотически эффективными [7]. Впрочем для задач каротажа, где число n соизмеримо с k , достоинства эти носят, скорее, чисто теоретический характер, позволяющий не сомневаться в обоснованности такого подхода с точки зрения математической статистики.

Здесь уместно заметить, что при задании критерия (4.8) нами было введено содержательно малообоснованное допущение о том, что погрешности показаний разных методов каротажа в данном пласте назависимы. На самом деле ясно, что зависимости такие существуют (так, влияние неучтенных факторов, таких, как каверны или конечная мощность пласта, на показания ГИС носят зачастую закономерный характер). Проблема заключается в задании уравнений для погрешностей и в корреляции их для различных методов ГИС. Один из подходов к построению уравнений для оценки погрешностей, на котором мы сейчас не имеем возможности остановиться, подробнее приведен в работах [42, 43].

С формальной точки зрения учет корреляции погрешностей приведет к появлению в критерии (4.8) дополнительных перекрестных членов, содержащих произведение невязок по разным методам каротажа. В случае, когда подобная корреляция достаточно мала, ею можно

пренебречь. Вообще, в реальном случае, когда число измерений n незначимо превышает число переменных k , попытки улучшить оценки с точки зрения их асимптотических свойств выглядят наивными. Гораздо более важным может оказаться учет наличия грубых ошибок, т.е. отлияния параметра P_{2jm}^{yo} от нуля. Для обработки данных каротажа в этой ситуации могут применяться самые разнообразные методы, в которых проводится отбраковка ненадежных данных.

Оригинальный метод решения системы уравнений предложен М.М. Элланским и реализован им совместно с Т.Н. Кольчицкой [28, 63]. Отличительная особенность его — учет возможности появления грубых (ураганных) ошибок. В работе [63] предлагается выявлять их на основе сопоставления оценок параметров вектора \bar{X} , полученных по различным комбинациям подсистем уравнений, отличающихся от исходной системы отсутствием одного из показаний методов ГИС и отвечающего ему уравнения взаимосвязи Y_i с \bar{X} . В случае, когда оценки искомых параметров вектора \bar{X} по одной из подсистем будут значимо отличны, предполагается что соответствующий метод ГИС в данном случае содержит грубую ошибку. Искомая оценка вектора \bar{X} получается усреднением всех оценок по подсистемам, не содержащим грубых ошибок. Усреднение проводится с учетом дисперсий оценок разных компонент вектора \bar{X} , получаемых по различным подсистемам, т.е. оценки \bar{X} суммируются с разным весом. В число уравнений системы, использующихся при расчетах \bar{X} , могут входить и уравнения типа $\bar{X} - \bar{X}$ ("уравнения-связки" в терминологии [61]).

Перейдем к рассмотрению более общего, с одной стороны, а с другой — более формально определенного случая, когда система модулей петрофизических зависимостей может включать в себя помимо уравнений типа (4.2) также и неравенства типа (4.1) или (4.3). Задача подбора искомого решения в таком случае также может быть сведена к задаче минимизации некоторого критерия $S(\bar{X})$, который, однако, будет иметь более сложный характер. Один из простейших способов построения такого критерия может быть основан на применении функций $\mu_+(t)$ и $\mu_-(t)$, штрафующих лишь при нарушении неравенства. Функции $\mu_+(t)$ и $\mu_-(t)$ могут быть заданы, например, в виде

$$\mu_+(t) = \begin{cases} |t|^\alpha & \text{при } t > 0 \\ 0 & \text{при } t \leq 0 \end{cases}$$

$$\mu_-(t) = \begin{cases} 0 & \text{при } t \geq 0 \\ |t|^\alpha & \text{при } t < 0 \end{cases}, \quad (4.9)$$

где $\alpha \geq 1$, например $\alpha = 2$.

С помощью $\mu_+(t)$ и $\mu_-(t)$ можно сформулировать более общую постановку задачи поиска решения системы зависимостей:

$$S(\bar{X}) = \sum_{j=1}^n [\mu_+(t_j^+) + \mu_0(t_j^0) + \mu_-(t_j^-)], \quad (4.10)$$

где

$$t_j^+ = \left\{ [Y_j - \Phi_{jm}^+(\bar{X}, \bar{\theta}_{jm}^{y+})] / \sigma_{yjm}^{1+} \right\};$$

$$t_j^0 = \left\{ [Y_j - \Phi_{jm}^0(\bar{X}_1, \bar{\theta}_{jm}^{y0})] / \sigma_{yjm}^{10} \right\};$$

$$t_j^- = \left\{ [Y_j - \Phi_{jm}^-(\bar{X}, \bar{\theta}_{jm}^{y-})] / \sigma_{yjm}^{1-} \right\}.$$

Критерий (4.10) не учитывает возможности наличия грубых ошибок, т.е. $P_{2jm}^{y+} \neq 0$ в уравнениях (4.1) – (4.3), в случае, когда такие ошибки присутствуют, вид функций $\mu_0(t)$, $\mu_-(t)$, $\mu_+(t)$ должен существенно отличаться от параболы (нарастание этой функции с ростом t должно пойти существенно медленнее). Задание критериев, в которых нарастание $\mu(t)$ идет медленнее, приводит к тому, что оценки \bar{X} становятся существенно более устойчивы к грубым ошибкам или в современной терминологии робастны. Один из способов построения робастных оценок – обнуление тех $\mu(t)$, которые значимо больше остальных, в его ранговой постановке по сути совпадает с алгоритмом, предложенным М.М. Элланским [63] и описанным выше.

Критерий типа (4.10) не исчерпывает собой всех возможных взаимосвязей, поскольку игнорирует ограничения на область изменения \bar{X} и взаимосвязи этих искомых переменных друг с другом, выраженные соотношениями типа (4.4) – (4.6). Ясно, что если подобные соотношения являются по своей надежности сопоставимыми с соотношениями (4.1) – (4.3), их учет [т.е. введение в (4.10)] может значительно повысить точность получаемых оценок \bar{X} . Это утверждение для случая линейных моделей детально изучено Г.Н. Зверевым [21] и его удалось обосновать путем проведения серии расчетов [42].

Особой является ситуация, в которой некоторые соотношения, используемые при интерпретации, заранее не известны. Так, каждый пласт может принадлежать тому или иному литотипу, для каждого из которых часть уравнений или же коэффициентов отличается от базовых. Возникающая при этом задача получила название задачи комплексной количественно-качественной интерпретации [42]. В этой задаче одновременно отыскивают тип породы и значения компонент вектора \bar{X} . Предположим, что типы породы $I_n(i)$ известны и заданы их вероятности P_i (в рамках этой постановки можно решать и задачу о насыщенности породы; типами в этом случае будут водонасыщенный и продуктивный коллекторы). Пусть минимизацией критерия типа (4.8), исходя

из уравнений, отвечающих $I_p(i)$, мы получили вектор $\bar{X}(i)$ и значение критерия $S[\bar{X}(i)]$. Тогда в качестве решения должно быть выбрано максимизирующее произведение $P(i)$ на $L[\bar{X}(i)]$, где $L[\bar{X}(i)]$ – функция правдоподобия, получаемая из оценки $S[\bar{X}(i)]$. В простейшем случае переход от $S[\bar{X}(i)]$ к $L[\bar{X}(i)]$ производится на основе взятия экспоненты и нормировки (например, переходят от метода наименьших квадратов к методу максимума правдоподобия).

Особенностью такого подхода является учет вероятностей типов – $P(i)$. Заметим, что учет этот реально может приводить к результатам, значимо отличным от получаемых при гипотезе равновероятности [42]. Так, известная программа "КОМПОР" исходит, по существу, из того, что наличие различных компонент в породе равновероятно, а выбрать из множества компонент надо лишь некое подмножество. Ясно, что вероятности наличия тех или иных минералов, таких, как гипс, ангидрит, доломит, кварц и т.п., могут являться значимо различными. Задание этих вероятностей позволило бы осуществлять выбор компонент хотя и автоматически, но опираясь на представления геологов о разрезе, и не получать там, где это маловероятно, интервалы с большим содержанием ангидрита или гипса.

Следует упомянуть еще об одной особенности такой постановки задачи решения систем нелинейных уравнений методом оптимизации. При поиске минимума функционала $S(\bar{X})$ следует каждый раз исходить из начальных приближений, адекватных этим литеотипам, т.е. гарантирующих попадание в окрестность требуемого локального минимума.

Перейдем теперь к вопросу об алгоритмическом и программном обеспечении оптимационных методов решения систем уравнений и неравенств. Вопрос этот чрезвычайно важен, поскольку плохой метод может не привести в требуемый экстремум. Выражается это низкое качество метода оптимизации обычно в виде зависимости получаемых результатов от задаваемых начальных приближений. Такие недостатки отмечаются у многих используемых при обработке данных картажа программных комплексов (например, в системах GLOBAL, ULTRA, WDS). Именно поэтому специалисту необходимо если не знание методов оптимизации, то хотя бы понимание основных, заложенных в алгоритмы этих методов идей.

Все эти методы исходят из одной достаточно простой идеи – идеи последовательного выбора из окрестности очередной l -й вектор-точки \bar{X}^l другой точки \bar{X}^{l+1} , которой отвечает меньшее значение оптимизируемого функционала $S(\bar{X}^{l+1})$. Процесс этот продолжается до тех пор, пока не достигается ситуация, в которой очередная лучшая точка \bar{X}^{l+1} не оказывается слишком близко от предшествующей \bar{X}^l . Такое описание процесса поиска минимума является, конечно, заведомо упрощенным, однако наглядно проясняет возникающие при этом проблемы. Во-первых, метод будет сходиться лишь к одному из экстремумов (т.е. если их несколько, то задача поиска наиболее глубокого – гло-

бального требует более сложного алгоритма). Во-вторых, желательно иметь достаточно эффективный способ продолжения более предпочтительной точки в окрестности очередной (обычно такие способы основываются или на локальной аппроксимации функции через ее производные в окрестности очередной точки или на поисковом прощупывании окрестностей по ранее построенной системе поисковых направлений). Так, цепь ряд методов выделяет два этапа: поиска вектора — направлений спуска \bar{P}^l и поиска минимума вдоль этого направления. Процесс перехода от \bar{X}^l к \bar{X}^{l+1} тогда может быть записан в виде

$$\bar{X}^{l+1} = \bar{X}^l + \lambda \bar{P}^l. \quad (4.11)$$

Параметр λ подбирается обычно на каждой итерации так, чтобы минимизировать $S(\bar{X}^l + \lambda \bar{P}^l)$, т.е. задача многомерной оптимизации сводится к задаче одномерной оптимизации. Такую задачу можно решать, например, методом деления отрезка на части или же на основе параболической аппроксимации. Точность спуска по направлению может регулироваться специальным образом в зависимости от степени близости к экстремуму.

Эффективность поиска оптимума в значительной мере определяется не одномерным поиском, а способом выбора направления \bar{P}^l . Выбор \bar{P}^l может производиться разными способами. Один из простейших, когда \bar{P}^l вычисляется через производные $S(\bar{X})$ по компонентам \bar{X} , восходит к середине прошлого века. Метод, использующий такое задание \bar{P}^l , малоэффективен в задачах, в которых функция содержит нерасцепляемые взаимосвязанные переменные. Для таких сложных ("овражных") функций эффективны алгоритмы с памятью наподобие алгоритма метода сопряженных градиентов, в котором P^{l+1} вычисляется как сумма $\bar{X}^{l+1} - \bar{X}^l$ и вектора — производных. Мы не будем подробно останавливаться на алгоритмах выбора \bar{P}^{l+1} и минимизации по направлению, отсылая за этим читателя к специальной литературе [33, 42, 57].

Третьим и немаловажным фактором является выбор критерия окончания счета, поскольку если окончание произошло преждевременно, можно не дойти до искомой точки. Чрезмерная же задержка окончания поиска ведет к непроизводительным потерям машинного времени. Окончание счета обычно производится по значению нормы вектора \bar{P}^l .

К настоящему времени еще не выработана единая точка зрения о наиболее предпочтительных алгоритмах для решения этого типа задач. Обычно предпочтение отдается алгоритмам типа сопряженных градиентов (системы GLOBAL, ULTRA). Первые методы решения систем уравнений, используемые в СССР, основывались на так называемых поисковых алгоритмах (в этих алгоритмах в процессе счета в отличие от остальных не требуется расчета вектора производных от функционала $S(\bar{X})$, достаточно вычислять лишь значения самого функционала $S(\bar{X})$) [42]).

Наиболее простым и удобным оказался алгоритм, реализующий метод конфигураций. Алгоритм поиска минимума этим методом предусматривает

матривает выбор направления спуска \bar{P}^{l+1} на основе покоординатного просмотра точек, соседних с \bar{X}^{l+1} и суммирования полученного сдвига с \bar{P}^l . Таким образом, алгоритм этот напоминает метод сопряженных градиентов, хотя принципиально отличен от него (не вычисляются производные, не проводится одномерный поиск, покоординатный просмотр соседних точек осуществляется с шагом, зависящим от близости к экстремуму и т.д.). Метод прост и удобен, однако практика расчетов показала, что алгоритм в ряде случаев останавливается преждевременно, кроме того скорость его сходимости в районе экстремума недостаточно велика.

Более надежным показал себя метод вращающихся координат Розенброка. Он напоминает метод конфигураций, однако его особенностью является то, что просмотр окрестности \bar{X}^l производится в ортогональной системе координат, одна из осей которых совпадает с \bar{P}^l . Метод эффективен для задач низкой и средней размерности, однако скорость сходимости его не всегда достаточно высока. Кроме того, этот метод требует значимо большее время на проведение подготовительных операций (в частности, ортогонализации).

К числу наиболее надежных и быстродействующих методов можно отнести гибридный поисковый метод оптимизации, сочетающий достоинства метода Розенброка вдали от экстремума с квадратичной сходимостью метода барицентрических координат вблизи экстремума. Метод барицентрических координат подробно описан в работе [33] и основан на использовании приближении поверхности, оптимизируемой функции вблизи экстремума многомерной квадратичной поверхностью. Этот метод очень эффективен вблизи экстремума и расходится вдали от него. Идея построения гибридных методов, использующих метод барицентрических координат, принадлежит Л.С. Полаку. Подробное описание первого метода такого типа, включающего также координатный спуск и спуск методом сопряженных градиентов, приведено в работах [33, 42].

Метод DRQ (Double – Rosenbrock – Quadratic) разработан на основе целой серии вычислительных экспериментов, часть из которых опубликована [33, 42]. Он оказался удобным при решении широкого круга прикладных задач. Метод этот и результаты его тестирования подробнее описаны в работах [33, 42].

Отдельным классом методов оптимизации являются методы Гаусса – Ньютона (один из таких методов используется в системе ОРТИМА). Эти методы предназначены для решения специализированной задачи – минимизации суммы квадратов. Методы этого класса довольно эффективны и поэтому имеет смысл остановиться на них подробнее, изложив современную версию алгоритма метода Марквардта – Гаусса – Ньютона.

Алгоритм предназначен для решения задачи минимизации суммы квадратов отклонений измеренных величин Y_j^3 от расчетных Y_j^p , т.е. для минимизации функционала $S(\bar{X})$, эквивалентного функционалу

$$S(\bar{X}) = \sum_{j=1}^n [Y_j^e - Y_j^p(\bar{X})]^2. \quad (4.12)$$

Размерность вектора \bar{X} считаем равной k , а число изменений \bar{Y} считаем равным n . Минимизация $S(\bar{X})$ возможна заведомо малоэффективным, кроме простейшего случая (слабозависимых аргументов \bar{X}) градиентным методом (последовательный спуск вдоль направлений градиента) или же методом Гаусса – Ньютона, основанном на минимизации выражения для $Y_j^p(\bar{X})$ по $\Delta\bar{X}$. Метод Левенберга – Марквардта является компромиссным, позволяющим получить в зависимости от некоторого параметра λ спектр направлений, лежащих в промежутке между градиентным и направлением Гаусса – Ньютона.

Если производные $\frac{\partial Y_j^p(\bar{X})}{\partial X_i}|_{\bar{X}=\bar{X}_0}$ записать в виде вектора P ,

то метод Гаусса – Ньютона сводится к последовательному решению матричных уравнений

$$(\bar{P}^T \bar{P} + \lambda I) = \bar{P}^T [\bar{Y}^e - \bar{Y}^p(\bar{X})] = g(\bar{X}) \quad (4.13)$$

при $\lambda = 0$, а градиентный метод отвечает решениям этого же уравнения при $\lambda \rightarrow \infty$. Оказалось, что в большинстве задач угол между направлениями Гаусса – Ньютона и градиентным близок к 90° . Поскольку методы эти резко различаются своей областью применимости – градиентных плохо сходится в районе экстремума, а метод Гаусса – Ньютона расходится вдали от экстремума, их сочетание позволяет надеяться получить достоинства обоих методов. В связи с этим Левенберг предложил использовать нулевое λ , а Марквардт предложил производить подбор λ в процессе счета по следующему алгоритму.

1. Выберем некое $\lambda = \lambda_0$ и вычислим $S_0 = S(\bar{X}_0)$ и производные по \bar{X} .

2. Найдем решение уравнения (4.13) и вычислим $\bar{X}_1 = \bar{X} + \Delta\bar{X}$ и $S_1 = S(\bar{X}_1)$.

3. Если $S_1 < S_0$, перейдем на 8.

4. Увеличим λ в ν_+ раз.

5. Если $\lambda < \lambda_{\max}$ вернемся на 2.

6. Последовательным уменьшением $\Delta\bar{X}$ ищем точку с минимумом $S(\bar{X} + \Delta\bar{X})$. Если точку найти не удается, выходим на 9.

7. Проверяем критерий окончания счета, например, если $\Delta\bar{X}$ или норма градиента малы, выходим на 9.

8. Вычисляем производные, вектор остатков $(\bar{Y}^e - \bar{Y}^p)$ уменьшаем λ в ν_- раз и идем на 2.

9. Завершаем счет.

Основные модификации этого алгоритма, сделанные после 1963 г. сводятся к следующему. Во-первых, были предложены различные стратегии выбора λ , во-вторых, большое внимание уделялось повышению устойчивости нахождения оценки $\Delta\bar{X}$, в-третьих, разрабатывались различ-

ные стратегии численного расчета производных. Марквардт рекомендовал $\nu_+ = 1/\nu_- = 10$ и $\lambda_0 = 0,01$. Впоследствии был предложен ряд способов учета результатов на предыдущих итерациях для расчета λ . Так, на шаге 6 рекомендовалось уменьшать λ лишь в том случае, когда на данной итерации она не увеличивалась. При такой версии алгоритма значения ν_+ и ν_- рекомендуется задавать равными 1,5 – 3,0. При решении системы уравнений (4.13) рекомендуется применять специально предназначенные для решения линейных задач методы, в частности, использовать разложение или же алгоритмы псевдообращения Грамма – Шмидта, Хаузольдера и т.п. Б.Н. Еникеевым на протяжении ряда лет применяется модифицированный вариант подобного алгоритма, имеющий несколько более сложную блок-схему, но дающий в ряде случаев существенно более высокое быстродействие и обладающий высокой надежностью (при анализе блок-схемы рекомендуем читателю для облегчения работы сопоставить ее с блок-схемой Марквардта).

I. Инициализация: $igl = 0$; $\nu_{\min} = 0,075$; $\nu_{\max} = 7,5$; $i_\lambda = 1000$; вычислим $S = S(X_0)$; $SOLD = S1,1$; $GRNS = S$; $\lambda_{\max} = 10000$; $\lambda = 0$.

II. Начало основного цикла:

1) при $(\lambda > 0,1E - 4) \wedge (igl > 2)$ уходим на 3;

2) Гаусс – Ньютон. Решаем систему (4.13) при $\lambda = 0$; вычисляем $X_1 = X + \Delta X$ и $S_1 = S(X)$. При $S_1 < S$ полагаем $\lambda = 0$, $i_\lambda = 0$ и уходим на 4;

3) спуск методом Левенберга – Марквардта:

3а) для $\lambda < 0,1E - 6$ полагаем $\lambda = 0,1E - 6$; при $i_\lambda > 0$ уходим на 3в;

3б) $igl = igl + 1$; для $igl > 3$ $\nu_{\min} = 0,5 (0,2 + \nu_{\min})$; $\nu_{\max} = 0,5 (2 + \nu_{\max})$ $\lambda = \lambda \nu_{\min}$;

3в) $i_\lambda = 0$;

3г) Левенберг – Марквардт, решаем систему (4.13) при заданном λ ; вычисляем $X_1 = X + \Delta X$ и $S_1 = S(X)$;

3д) при $(\lambda < 10) [S_1 < (S - GRNS)]$ уходим на 6;

3е) при $(S_1 < S)$ уходим на 4;

3ж) подбор $\lambda \cdot i_\lambda = i_\lambda + 1$; для $i_\lambda < 3$ уходим на 3з, $Acc = 1 + (i_\lambda - 2)$; для $Acc \geq 10$; для $\lambda > \lambda_{\max}$ положим $\lambda = \lambda_{\max}$, $\nu_{\max} = \nu_{\max} \times Acc$; $\nu_{\min} = \nu_{\min}/Acc$; для $\nu_{\max} \geq 20$; для $\nu_{\min} \leq 0,05$;

3з) $\lambda = \lambda \nu_{\max}$; для $(\lambda < 1000)$ уходим на 3г;

3и) если угол между направлениями Гаусса – Ньютона и наискорейшего спуска не слишком велик и $\lambda < \lambda_{\max}$, то уходим на 3г;

3к) уходим на 5;

4) экстраполяция (если удачна – на 6);

5) поиск оптимума в интервале $S = S(XOPT)$;

6) $GRNS = (SOLD - S)0,25$; $SOLD = S \cdot 0,99999$;

7) подсчет векторов P и G системы (4.13);

8) проверка критерия окончания, если он выполнен – уход на 1;

9) завершение счета.

В случае, когда время решения системы (4.13) соизмеримо со

временем расчета (4.12) (для задач количественной интерпретации данных ГИС это обычно справедливо), полезным может быть алгоритм SPIRAL Джонса, в котором, если λ выбрано неудачно, то повторное решение системы (4.13) не производится, а значение корректирующего вектора ΔX находится спуском вдоль спирали, соединяющей вектор градиента и исходное значение ΔX . Хотя такой алгоритм, как правило, требует большого числа обращений к расчету $S(\bar{X})$, общее время расчетов может быть тем не менее меньше.

Важным является вопрос учета ограничений на переменные. Обычно из физических соображений вытекает, что все X так или иначе ограничены (обычно они меньше единицы и больше нуля). Способ учета ограничений зависит от применяемого алгоритма поиска минимума.

§ 3. Перспективные направления развития методов количественной обработки и поддержки интерпретации данных ГИС

В настоящее время мы наблюдаем переход между двумя стилями интерпретации данных ГИС. Первый, традиционный, по существу рассматривает ее как некое полуформальное применение уже установленных палеток, приемов и формул в определенной последовательности. Второй исходит из представлений о развитии петрофизики и поэтому опирается на разное видение объекта интерпретации, исходя из разных концепций, моделей, уравнений, приемов интерпретации; этому стилю соответствуют способы решения систем петрофизических уравнений с целью количественной обработки и интерпретации, описанные в предыдущем параграфе и позволяющие достигнуть большой гибкости в сочетании разных методов ГИС и в использовании все более сложных петрофизических моделей.

Если в рамках первого стиля работы качество интерпретации может оцениваться как точность соблюдения соответствующих норм и ритуалов работы, то критерии работы во втором стиле построить сложнее. Работа в этом стиле должна оцениваться тем выше, чем больше взаимосвязей, отвечающих природе явлений, используется. При этом важная роль принадлежит процессам отбора и проверки этих взаимосвязей, а также осмысления полученных результатов. В этой связи оценка качества интерпретации должна учитывать адекватность выбранных моделей и емкость множества, которое было просмотрено при таком выборе. По сути при этом мы приходим к рассмотрению работы интерпретатора, творческой целью которой является не столько закруглить, сколько выявить и заострить, используя всю доступную информацию. При этом в качестве компонент оценок качества интерпретации должны выступать энтропийные оценки емкости информации, вполне в духе оценок, используемых А.Н. Колмогоровым и Ю.М. Лотманом при анализе художественных тестов.

Конечно, трудно провести строгий раздел между названными стилями. Советская геофизика никогда не доходила до чисто казарменного самолюбования без упоминания чужих результатов и ссылок на чужие публикации. Вместе с тем определенная ограниченность видения мира и круга цитирования в рамках лишь своей школы, вполне отвечающая первому стилю мышления, все еще характерна для многих публикаций. Истоки второго стиля лежат, по сути, во вне геофизики, в основаниях интегрирующего современное научное знание системного подхода. Применением его к задачам количественной интерпретации мы обязаны, в первую очередь Л.А. Халфину, Г.Н. Звереву, авторам настоящей работы и др. Основные элементы подобного стиля были по существу заложены в книге [62], где рассмотрено несколько альтернативных моделей для расчета сопротивления диффузионно-адсорбционной активности и других физических параметров, хотя разным моделям для расчетов этих параметров, имеющих различные области применения, много внимания уделялось еще в ранних работах В.Н. Дахнова и В.Н. Кобрановой.

К настоящему времени уже не только сложились предпосылки такого подхода к интерпретации, но и начинает вырабатываться адекватная такому подходу технология. По существу различные системы обработки данных ГИС и поддержки интерпретации могут успешно сравниваться по довольно малому числу характеристик (порядка 10 – 20), которые можно разбить на четыре группы: 1) полнота и надежность; 2) эргonomичность; 3) настраиваемость и развиваемость; 4) доступность.

Полнота и надежность. Первая группа характеристик отражает полноту и надежность системы обработки. Она, в частности, включает в себя оценки качества применяемого алгоритма решения систем уравнений, наличия в системе обработки наиболее обоснованных петрофизических уравнений. По этой группе характеристик петрофизически наиболее предпочтимы разработки в СССР (в частности, программы PETPF в системе АСОИГИС [42], а также программы Фиеста и Карбонаты [63]). Из зарубежных систем наиболее предпочтительна система ULTRA.

Характеристики применяемых в системах оптимизационных программ приведены в предыдущем параграфе. Здесь уместно упомянуть еще об одной возможности использования оптимизационного подхода. Фактически все существующие системы количественной интерпретации данных ГИС занимаются решением задачи перехода от измеренных кривых ГИС к пластовым и оценкой коллекторских свойств последовательно (в ряде зарубежных систем первая из задач вообще не решается). Такой подход был канонизирован и закреплен Г.Н. Зверевым. В работе [24] показано, что совместное, а не поочередное решение этих двух задач позволяет повысить точность оценки коллекторских свойств и насыщенности. По-видимому, в качестве одной из характеристик

полноты систем обработки в будущем будет учитываться наличие в ней алгоритмов подобного типа.

Эргономичность. Характеризует наличие средств, облегчающих интерпретатору работу с системой, в частности, средств задания коэффициентов, погрешностей измерений, визуализации, оценки точности и анализа получаемых с помощью системы результатов и вообще обеспечивающих возможность интерактивной работы. К сожалению, ввиду того, что соответствующая вычислительная техника в СССР только появляется, зарубежные системы обработки, в частности система ULTRA, пока предпочтительнее. Эта система представляется одной из наиболее эффективных по использованию идей "дружелюбного" и интеллектуального интерфейса с интерпретатором. Результаты обработки по системе представляются на дисплее с помощью цветной машинной графики, причем для каждого из методов наряду с измеренными выводятся и вычисленные показания каротажа. Совместный анализ этих кривых позволяет вырабатывать гипотезы о наличии того или иного минерала в разрезе. Интерактивный характер работы по системе позволяет легко проверить степень правдоподобия выдвигаемых гипотез.

Большое внимание разработчиками системы уделено ее информативной и инструментальной функциям. В частности, в системе имеется функция HELP (помощь), позволяющая получить оперативное уточнение информации, в частности, разъясняющая смысловое значение каждой из констант. Тщательно продумана система "групповых имен", позволяющая неопытному пользователю ориентироваться в аббревиатурах имен, характеризующих показания различных методов каротажа, искоемых параметров и констант. Имеются возможности введения новых имен и сложносоставленных имен. Существуют возможности персонализации системы пользователем, в том числе управления цветом при выводе показаний кривых каротажа как измеренных, так и расчетных, и значений неопределенности (ошибки) измерений, а также литологии пород.

Высоко оценивая примененные разработчиками системы ULTRA решения, нельзя не отметить их понятийную незавершенность. Необходимо отчетливо понимать, что совершенствование интерактивных свойств системы, по сути дела, очень тесно связано с совершенствованием форм мышления интерпретатора, форм его понятийной работы. В этой связи уместно заметить, что второй из упомянутых выше подходов еще в полной мере не сформировал средства собственной работы, позволяющие планомерно и отчетливо фиксировать основные этапы или ключевые моменты осуществления интерпретатором выбора и принятия решений. Необходимо создание своего рода формул или технологических карт, позволяющих фиксировать формирование интерпретатором образа объекта при работе с системой. Образ этот должен отличаться высокой емкостью и наглядностью.

В качестве одного из способов задания таких образов нам видится

способ, основанный на идеях морфологического подхода, восходящего к работам Раймонда Луллия (XIII в.). В предыдущем разделе показано, что к числу степеней свободы при формировании образа объекта, которыми владеет интерпретатор, относятся степени свободы, связанные с выбором комплекса методов обработки, оценкой погрешностей измерений (грубых и рутинных), конкретных петрофизических уравнений для показаний различных методов каротажа, а также искомых параметров и уравнений их взаимосвязи. Кроме того, помимо уравнений можно использовать и другие типы взаимосвязей, а все виды взаимосвязей охарактеризовать при помощи их коэффициентов, диапазонов допустимых значений этих коэффициентов, а также уровнем их обоснованности (в том числе степенью того, как они соответствуют фильтрам).

Формула образа должна включать большую часть из этих параметров и работа интерпретатора заключается в осознанном выборе и фиксации всех перечисленных степеней свободы. При интерактивной работе представляется целесообразным фиксировать основные компоненты такого выбора при помощи системы меню, проводя его поэтапно с демонстрацией необходимой для осуществления выбора информации. Можно выделить меню, отвечающее методам каротажа, подменю отвечающих этим методам взаимосвязей, а также меню искомых параметров и подменю их взаимосвязей. В рамках подменю необходимо вычленить информацию об области применимости взаимосвязей, уровню их эмпирического и теоретического обоснования, значениях и диапазонах коэффициентов взаимосвязей, их типах (неравенства снизу, уравнения и неравенства сверху), а также о величинах рутинных и грубых ошибок. Уровни теоретического и эмпирического обоснования могут отличаться субъективными вероятностями их применимости в зависимости от статуса этих взаимосвязей в системе (от эмпирических по соседним регионам до успешно опробованных на данном объекте и от эмпирических, не отвечающих фильтрам, до отвечающих всем теоретическим требованиям). Система иерархических меню, включающая всю эту информацию, по сути соответствует наглядной форме образа объекта.

Заполнение такой формы образа объекта позволяет осознанно учитьывать основные степени свободы осуществленного интерпретатором рационального выбора. Постепенное заполнение этой формы по сути представляет собой движение от начального, неоформленного образа объекта к полученному конечному идеальному образу объекта и с учетом нормирующих правил заполнения может составлять уже не образ, а план работы интерпретатора.

Известно, что одним из важнейших элементов работы интерпретатора является работа с идентификаторами переменных, часто сопряженная с ошибками. В связи с этим уместно упомянуть, что приведенная конструкция дает естественный способ порождения сложных идентификаторов, которые формируются из идентификаторов, отвечающих отдельным свойствам и характеристикам. Узким местом является

лишь способ задания номеров уравнений, поскольку соответствующая рациональная номенклатура уравнений пока еще не выработана.

Следует отметить также, что приведенная форма отражает лишь важный промежуточный итог работы интерпретатора, не уделяя внимания способам получения им приведенных результатов, в частности игнорирует способы обоснования уравнений.

Дальнейшее развитие систем обработки и поддержки интерпретации данных ГИС, по-видимому, пойдет по пути, намеченному системами искусственного интеллекта, в частности, экспертными системами. В рамках этих систем решение чисто эргономических проблем (интеллектуальный диалог на подмножестве естественного языка) сочетается с применением знаний о проблемной области. Примером такого рода системы является система LOGIX. С нашей точки зрения, важным элементом знаний, которые должны содержаться в подобной системе, являются знания о петрофизических уравнениях. Знания эти должны быть приведены в некоторой систематизированной форме. Примером такой формы является форма, применяемая в настоящее время при заполнении базы знаний в проектируемой системе СОКРАТ (система обработки каротажа). Форма состоит из двух разделов, содержащих числовую информацию (о значениях коэффициентов и точности уравнений по разным выборкам) и информацию, которая может быть полезна интерпретатору при выборе уравнений, а также специалисту по построению уравнений и методик – "метаинтерпретатору" для его нужд. Эта информация носит в первую очередь уже смысловой характер и подразделяется по рубрикам на три раздела.

Раздел 1 (для интерпретатора).

1.1. Порядковый номер взаимосвязи, ее рациональная номенклатура, автор или авторы взаимосвязи или иные альтернативные имена.

1.2. Вид взаимосвязи в псевдофорTRANной записи.

1.3. Область и объем эмпирического опробования взаимосвязи.

1.4. Противопоказания к применению взаимосвязи.

1.5. Имена взаимосвязей, рекомендуемых в условиях противопоказаний к применению данной.

Раздел 2 (библиография).

2.1. Точная ссылка на литературные источники, в которых взаимосвязь введена впервые.

2.2. Точные ссылки на литературные источники, в которых взаимосвязь успешно применялась, или указание числа таких источников.

2.3. Точные ссылки на литературные источники, в которых взаимосвязь отрицалась или предлагалась более предпочтительная, или указание числа таких источников.

Раздел 3 (теоретический анализ).

3.1. Основные концептуальные ограничения, принятые при выводе взаимосвязи.

3.2. Степень соблюдения теоретических требований (фильтров) для данной взаимосвязи.

3.3. Ссылки на теоретически более обоснованные уравнения.

Заполнение форм, соответствующих уравнениям, может проводиться постепенно, по мере наращивания базы знаний уравнениями. В ЦГЭ к моменту написания этой работы заполнены данные по 57 уравнениям. В каждой рубрике указаны дата записи и ее автор, что позволяет учитывать степень авторитетности утверждения с точки зрения использующего. Эту информацию полезно знать интерпретатору и она налагает на производящего запись ответственность.

Помимо удобства представления входной и выходной информации системы и ее "прозрачности" для пользователя она должна характеризоваться еще и полнотой выходной информации. Интересные предложения о том, какая выходная информация может содержаться в подобной системе помимо уже упомянутой выше, приведены разработчиками системы OPTIMA. Авторы этой системы предлагают выводить статистику обращения к программам, полное число итераций, статистику значений критериев оптимизации и числа вычислений в каждом пласте. Кроме того выводится информация о числе пластов, характеризуемых как плохо обусловленные (имеющие вырожденную структуру линий уровня). Выводится также информация о частотах отклонений нормированной разности измеренных и расчетных показаний различных методов каротажа. Отдельно выводится информация о доверительных интервалах оценки параметров с их частотами. При желании интерпретатор может вывести на дисплей линии уровня критериев оптимизации в любом конкретном пласте в двумерном и трехмерном представлениях. Советские системы обработки данных ГИС пока таким сервисом не располагают.

Настраиваемость и развивааемость. Настраиваемость и развивааемость характеризуют возможности применения в системе специальных средств работы, позволяющих, в частности, оказывать помощь интерпретатору в задании необходимой для обработки информации, а также в возможностях включать в систему новые петрофизические уравнения и обрабатывать новые методы ГИС.

Возможность включения новых уравнений и методов ГИС, а также их комплексирования имеется практически во всех системах обработки данных ГИС. Вопрос лишь в актуальности и в степени технологичности такого расширения возможности систем. Наиболее просто решается эта задача для алгоритмов, использующих методы оптимизации для решения переопределенных систем уравнений.

Важное отличительное свойство советских систем по сравнению с западными – наличие в них специальных средств, обеспечивающих настройку коэффициентов этих систем. Понимание необходимости настройки коэффициентов на конкретные геолого-геофизические условия зрело уже давно (работы В.Н. Дахнова, М.Р. Вилли, А.М. Нечая, Н.З. Заляева). Однако в наиболее четком виде задача настройки была сформулирована М.М. Элланским в 1975 г. В это же время он впервые

ввел термин "настройка". Рассмотрение задачи настройки как оптимизационной было предложено Б.Н. Еникеевым (1976 г.). В дальнейшем это направление развивалось в работах авторов данной книги, а также Т.Н. Кольчицкой. Более подробную библиографию по развитию методов настройки можно найти в работах [33, 34, 42, 62].

К настоящему времени выяснилось, что основные трудности при настройке петрофизических уравнений связаны с формулировкой той информации, которая характеризует желательные, с точки зрения интерпретатора, свойства получаемых им результатов.

Традиционно считается необходимым наличие хорошего соответствия между результатами обработки и данными анализов керна, а также наличие связи оценок продуктивности с данными опробования пластов.

В случае, если качество получаемых решений (векторов \bar{X} искомых коллекторских свойств и насыщенности в каждом l -м пласте) регулируется лишь сопоставимостью с этими характеристиками; формулировка задачи настройки коэффициентов имеет достаточно простой вид задачи оптимизации критерия $SS(\bar{\theta})$, где $\bar{\theta}$ – вектор коэффициентов по всем или части компонент этого вектора

$$SS(\bar{\theta}) = \sum_{l=1}^N \sum_{i=1}^k \mu_i [\tilde{X}_i^l - X_i^l(\bar{\theta})], \quad (4.14)$$

где \tilde{X}_i^l и $X_i^l(\bar{\theta})$ – оценки i -го свойства в l -м пласте по априорным данным (или же по данным керна и опробования) и полученные по данным ГИС при векторе коэффициентов $\bar{\theta}$; а $\mu_i(t)$ – некая мера, определяемая условиями:

$$\lim \mu_i(t) \rightarrow 0; \quad (4.15)$$

$$\frac{d\mu_i(t)}{dt} > 0; \quad (4.16)$$

$$\mu_i(t) = \mu_i(-t). \quad (4.17)$$

Традиционно обычно полагают, что $\mu_i(t) = |t|^a/a$, что отвечает при $a = 2$ методу наименьших квадратов, а при $a = 1$ – методу наименьших модулей. Необходимость использования критериев, возрастающих с ростом аргумента (по сути – невязки между настраиваемыми результатами и заданными интерпретатором в качестве ожидаемых) менее круто, чем квадратично, связано с необходимостью построения робастных критериев (учитывающих грубые ошибки в заданной информации для отдельных пластов).

Опыт использования и тестирования программ настройки на смоделированных синтетических тестах показал, что помимо данных керна и опробования в критерий оптимизации может быть включена или отдельно использована некая мера согласованности показаний по

различным методам каротажа. В качестве такой меры может быть выбрана некая функция от оптимизируемых в ходе решения системы петрофизических уравнений невязки измеренных и расчетных при данных θ и \bar{X} показаний данных ГИС. Обозначим значение этой невязки (с учетом дисперсий рутинных ошибок различных методов ГИС) в l -м пласте через γ_l . Для того чтобы построить критерий настройки по всему разрезу, надо как-то охарактеризовать его критерием $\gamma\gamma$, получаемым через некоторую свертку γ_l . Простое рассуждение показывает, что представление $\gamma\gamma$ в виде среднего арифметического или же среднего геометрического γ_l оказывается неудовлетворительным. В первом случае основное влияние на значение $\gamma\gamma$ могут оказать пласти (в частности, даже один пласт) с большими ошибками в показаниях ГИС. Во втором случае ситуация в известной мере обратная — наибольший вклад в $\gamma\gamma$ внесут пласти, в которых расчетные и измеренные показания ГИС близки друг к другу. Немногим улучшает картину использование иных средних, в частности, геометрических (конечно, не быстро "обнуляющегося" произведения, а суммы логарифмов). Практика расчетов показала, что довольно эффективными оказываются robustные оценки $\gamma\gamma$, в частности, медианные или же средние от логарифмов, взятые не по всей выборке пластов, а лишь по ее части, получаемой отбрасыванием хвостов распределения γ_l слева и справа.

Вопросы сравнения результатов настройки коэффициентов петрофизических уравнений по разным критериям, в частности, по SS и $\gamma\gamma$ при различных значениях ошибок во входных данных подробно рассмотрены в работе [42]. В этой же публикации приведена классификация различных критерии настройки, в том числе использующих более тонкую информацию, чем критерии SS и $\gamma\gamma$.

Уместно упомянуть, что пользователи и даже авторы западных систем производят настройку коэффициентов вручную. Один из авторов системы ULTRA Хашми утверждает (сообщение на семинаре фирмы "Герхард" в Москве в декабре 1986 г.), что в новых и достаточно сложных условиях настройка этой системы на разрез, несмотря на имеющиеся в этой системе возможности интерактивной работы, может быть довольно длительной (до 1 – 3 недель).

Нет никаких сомнений, что дальнейшее развитие систем обработки будет тесно связано с построением способов формализации априорных знаний интерпретаторов о разрезе и их использовании для целей настройки коэффициентов петрофизических уравнений.

Доступность. Обычно определяется их мобильностью и стоимостью. Такие западные системы, как ULTRA и OPTIMA, обладают высокой мобильностью (возможностью переноса их на ЭВМ других типов). К сожалению, перенос советских систем пока требует, как правило, существенной их переработки.

Стоимость систем ULTRA и OPTIMA довольно высока по советским стандартам (в загрузочных модулях) – 85 000 долл., а с текстами

и с лицензией на право ее передачи — 300000 долл. Стоимость разработки системы WDS, ядром которой является система ОРТИМА, оценивается фирмой DRESSER ATLAS в 250 человеко-лет. Данные о продажной стоимости системы авторам книги пока не известны. Советские программы, разработанные в ЦГЭ и МИНГ, передаются этими организациями, расчет производится в рублях и стоят они существенно дешевле. Так, стоимость передачи последней, шестой версии АСОИГИС составляет 15 тыс. руб., а системы ИНГИС — 35 тыс. руб.

Завершая данный раздел, отметим, что развитие систем обработки данных каротажа идет в настоящее время очень бурно. В ближайшие годы можно ожидать появления на рынке систем обработки нового поколения, прототипом которых могут служить экспертные системы. Отличием этих систем от традиционных экспертных систем типа MYCIN или PROSPECTOR будет представление знаний в виде систем петрофизических уравнений и наличие решателей, основанных на методах настройки коэффициентов и решения систем петрофизических уравнений.

В настоящее время нам видны лишь контуры подобных инструментальных систем, которые позволяют проводить межрегиональные обобщения, аккумулировать большие объемы геолого-геофизических знаний, будут связаны с фактографическими и документографическими базами данных и позволят работать исследователю с ними, как с оппонирующим подсказчиком. Создание таких систем, видимо, потребует серьезной интеграции усилий исследователей самого разного профиля и будет включать в себя разработку петрофизического обеспечения и методов прикладной статистики.

Кратко отметим основные особенности таких систем пользуясь понятийным аппаратом, привычным для специалистов в этой области.

Нам представляется, что в рамках таких систем должны быть выработаны системные средства спецификации и нотации знаний, основанные на предположении, что объекты и процессы могут описываться при помощи системы переменных (в частности, измеряемых в непрерывных шкалах), позволяющей отразить ряд аспектов, характерных для плохо формализуемых областей, в которых концепции могут быть выражены с помощью наборов математических моделей. Отличительной особенностью таких систем должен быть учет нескольких аспектов представления знаний. Во-первых, знания об объектах и процессах должны представляться при помощи иерархической системы понятий. Во-вторых, понятия эти должны делиться на морфолого-синтаксические, рецептивно-инструментальные, семантико-генетические, целевые, что создаст поле для рефлексии когнитолога, переводящего предметные представления в понятия этих классов и отображения внутри классов и между ними. В-третьих, в самих отображениях явно вычленяются абсолютные, субъективные, типологические (с указанием основания для типологии) и ситуационные (как по предмету, так и по динамике работы с ним).

компоненты (это во многом позволит отображать активность знаний и герменевтическую проблематику).

В рамках такого подхода может быть введена система полипарадигмального общения при помощи метапарадигмальных представлений знаний на языке-посреднике. Такой, ориентированный на работу когнитолога, подход позволит осуществлять индуктивный синтез знаний на основе антитонного и изотонного переноса утверждений и фактов, сформулированных в рамках отдельных парадигм и постановки задач их верификации в рамках других парадигм. В качестве одной из парадигм может быть формально выбрана парадигма эмпирического анализа данных. Система позволит обеспечить поддержку работы когнитолога-интерпретатора за счет наглядной фиксации противоречий, неопределенностей, текущих рейтингов и областей доминирования парадигм, а впоследствии позволит продвинуться и в решении задачи формального синтеза знаний.

Программные реализации основных идей данного подхода, по-видимому, будут связаны с использованием решателя, естественного для задач анализа данных и позволяющего сочетать иерархический и корреляционный подход в рамках теории классификации. Отображения (отвечающие рассмотренным нами выше разным типам взаимосвязей) будут представляться в виде систем стохастических алгебраических уравнений и неравенств с разными уровнями детальности описания. Решатель реализуется с помощью системы иерархической оптимизации или с помощью обобщений ЕМ-алгоритма кластеризации. Система объяснения опирается на связанные с указанными взаимосвязями фреймы (по сути речь идет о вышеупомянутой системе иерархических меню) и поддерживать ответ на вопрос "почему" (что требует разработки специального языка для представления и обработки таких вопросов), рекомендаций по ситуативным калибровкам взаимосвязей, а также их эмпирическому и теоретическому обоснованию. В рамках такой системы должны быть тщательно отработаны метаправила отбора взаимосвязей, графический интерфейса, типология пользователей и система полипарадигмальных понятийно-терминологических справочников.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМ МНОГОМЕРНЫХ ВЗАЙМОСВЯЗЕЙ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

ГЛАВА 5

ЗАДАЧИ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Задачи количественного прогноза нефтегазоносности

В нефтегазовой геологии выделяется несколько уровней количественного прогноза нефтегазоносности. Согласно [39], установлены четыре уровня: глобальный, региональный, зональный и локальный. Первые три ориентированы на оценку геологического тела, содержащего несколько (зачастую большое число) различных залежей. Локальный прогноз имеет целью оценку ловушки, которая содержит одну залежь. Мы не будем рассматривать задачу количественного прогноза в общем виде. В последние годы опубликован ряд работ [3, 39], где объекты прогноза рассматриваются как сложные системы, для описания поведения которых предлагаются многомерные взаимосвязи. Особенно ценно, когда в многомерных связях фигурируют реально замеряемые и картируемые параметры на ранних стадиях поисково-разведочного процесса на нефть и газ. Такой подход в наиболее выпуклом виде развит в книгах И.И.Нестерова и В.И.Шпильмана [39].

Мы будем говорить лишь об использовании многомерных взаимосвязей и их систем для локального прогноза нефтегазоносности, причем ограничимся использованием геолого-геофизической информации, получаемой в скважинах: результатами анализов керна, данными геофизических исследований скважин и результатами испытаний скважин. На основании этой информации производится прогноз нефтегазоносности сначала в разрезах отдельных скважин, а затем – в пределах изучаемой площади. Эти задачи решаются с помощью петрофизических взаимосвязей.

При интерпретации геолого-геофизической информации с целью количественного прогноза нефтегазоносности возникает ряд проблем: как выбрать ту или иную систему многомерных петрофизических взаимосвязей для интерпретации данных ГИС применительно к данному разрезу возможно продуктивных отложений; как оценить коэффициенты уравнений в условиях первой скважины; как оценить и учесть деформацию петрофизических связей при описании геологических объектов разных уровней исследования (образец керна, однородный по данным ГИС интервал разреза в скважине, геологический пласт в скважине,

геологический пласт в пределах изучаемой площади и т.д.); как оценить и учесть непредставительность керновых данных. На последней проблеме мы остановимся в § 3 этой главы. Здесь же рассмотрим три остальных.

Проблема выбора системы петрофизических взаимосвязей. Остановимся на тех конкретных возможностях выбора той или иной системы, которые реализованы в автоматизированных методиках интерпретации данных ГИС. В начале 70-х годов фирма Шлюмберже предложила две системы автоматизированной обработки данных ГИС, опирающиеся на разные системы петрофизических уравнений — Сарабанд и Корибанд. Первая система обработки предназначалась для терригенных отложений, вторая — для карбонатных. Конечно, столь упрощенный подход приводит к успеху лишь в наиболее простых случаях. Существует большое разнообразие типов как терригенных, так и карбонатных отложений и для каждого типа нужна своя система петрофизических уравнений. Мы остановимся кратко на тех типах отложений, для которых к настоящему времени изучены системы петрофизических взаимосвязей и предложены соответствующие автоматизированные методики обработки данных ГИС.

Сначала рассмотрим терригенные отложения. Сегодня можно говорить о типичных и нетипичных терригенных отложениях. Для первых характерно наличие существенной корреляционной связи открытой пористости $k_{\text{п}}$ с относительной глинистостью $k_{\text{гл}}/k_{\text{п}}$ или $k_{\text{гл}}/(k_{\text{п}} + k_{\text{гл}})$; для вторых — эта связь либо отсутствует, либо очень слабая. Среди нетипичных терригенных отложений выделены (т.е. для них предложены системы петрофизических моделей и созданы автоматизированные методики интерпретации данных ГИС) недоуплотненные (например, продуктивные отложения шельфовых месторождений Северного Сахалина), пористо-трещиноватые (например, отложения пиленгской свиты Южного Сахалина) и "обычные" терригенные отложения, для которых отсутствует корреляция между открытой пористостью и глинистостью (девонские отложения Возейского месторождения Коми АССР). Несомненно, что перечисленный список нетипичных терригенных отложений неполный и он будет со временем существенно увеличен (хотя бы за счет отложений баженовской и тюменской свит Западной Сибири).

В систему петрофизических уравнений для типичных терригенных отложений включена рассмотренная в гл. 2 модель связи $k_{\text{п}} = f(k_{\text{гл}}/k_{\text{п}})$ и, как следствие, модель связи $k_{\text{п}} = f(\alpha_{\text{СПВ}})$, имеющая вид

$$k_{\text{п}} = \begin{cases} A_1 \alpha_{\text{СПВ}} + A_2 & \text{при } \alpha_{\text{СПВ}} > A_{10} \\ A_1 A_{10} + A_2 & \text{при } \alpha_{\text{СПВ}} \leq A_{10} \end{cases} \quad (5.1)$$

Здесь A_1, A_2, A_{10} — константы. Их нумерация такая же, как в программах для ЭВМ "Хапчагай" и "Фиеста", реализующих автоматизирован-

ную методику интерпретации данных ГИС применительно к типичным терригенным отложениям [63]; $\alpha_{\text{СП в}}$ — относительная аномалия кривой метода СП, приведенная к полностью водонасыщенной породе.

Сумма коэффициентов A_1 и A_2 равна пористости скелета породы $k_{\text{п. ск}}$. На практике ее определяют как открытую пористость чистых, не-заглинизованных пород или как максимальную величину открытой пористости изучаемых отложений. Константа A_{10} равна величине $\alpha_{\text{СПв}}$, разделяющей области линейной связи между открытой пористостью и относительной аномалией кривой СП ($\alpha_{\text{СП в}} \geq A_{10}$) и отсутствия связи между этими величинами ($\alpha_{\text{СПв}} \leq A_{10}$).

Об остальных петрофизических уравнениях и об алгоритме интерпретации данных ГИС в случае типичных терригенных отложений сказано в § 2 настоящей главы.

В случае нетипичных недоуплотненных терригенных отложений из системы петрофизических уравнений, во-первых, исключаются модели взаимосвязей открытой пористости с относительной глинистостью и с аномалией кривой СП. Во-вторых, в модель взаимосвязи кажущейся акустической пористости с характеристиками пород [см. (3.50)] вводится коэффициент уплотнения C , на который делится величина $k_{\text{п. ак}}$. В-третьих, этот коэффициент, а также структурный коэффициент m в модели связи электрического сопротивления с водонасыщенной пористостью и другими свойствами пород описываются не как константы, а как линейные функции глубины залегания отложений. Так, для одного из шельфовых месторождений Северного Сахалина коэффициенты C и m изменялись соответственно от 3 и 1,3 (на глубине 800 м) до 1,0 и 2,0 (на глубине 2200 м). Методика интерпретации данных ГИС на ЭВМ для недоуплотненных отложений реализована в программе "Море", о которой более подробно сказано в § 2 этой главы.

В случае нетипичных, пористо-трещиноватых терригенных отложений пиленгской свиты Южного Сахалина из системы петрофизических моделей для типичных отложений исключались модели взаимосвязей открытой пористости с глинистостью и аномалией кривой СП. Добавлялись в систему специфические модели, описывающие связи трещинных пористости и проницаемости с другими свойствами пород. Методика комплексной интерпретации данных ГИС применительно к этим отложениям, широко распространенным на побережьях Тихого океана как в СССР, так и в США, реализована в программе для ЭВМ "Пиленга" [63].

В случае нетипичных терригенных отложений, аналогичных девонским отложениям Возейской площади, система петрофизических уравнений отличается от системы уравнений для типичных отложений лишь отсутствием уравнений, описывающих взаимосвязи открытой пористости с относительной глинистостью и аномалией кривой СП. Методика комплексной интерпретации данных ГИС осуществляется с помощью программы "Море".

Перейдем к карбонатным отложениям. Среди них можно выделить отложения простого литологического состава (матрица или скелет породы литологически однороден) и сложного литологического состава (скелет породы состоит из нескольких литологических разностей). И те, и другие карбонатные отложения могут быть чистыми (не содержать глинистого материала) и заглинизованными в различной степени. Любые карбонатные отложения могут иметь как межгранулярные поры (первичную пористость), так и трещины, каверны, карстовые пустоты (вторичную пористость).

Изменения литологического состава скелета карбонатных пород не требуют изменения системы петрофизических уравнений. Просто в моделях, описывающих взаимосвязи кажущихся нейтронной, плотностной и акустической пористостей $k_{\text{п. нгк}}$, $k_{\text{п. ггк}}$ и $k_{\text{п. ак}}$ с открытой пористостью $k_{\text{п}}$, глинистостью $k_{\text{гл}}$, водонасыщенностью зоны проникновения $k_{\text{в. зп}}$, содержанием различных (помимо известняка) литологических компонент $k_{\text{дол}}$, $k_{\text{песч}}$ и др. учитываются требуемые и не учитываются отсутствующие литологические компоненты. В наиболее общем виде комплексная методика интерпретации данных ГИС применительно к карбонатным отложениям переменного литологического состава, имеющим как первичную, так и вторичную пористость, реализована в программе для ЭВМ "Карбонаты" [63]. Более подробно об этой программе сказано в § 2 этой главы.

В ряде случаев в методику, реализованную в программе "Карбонаты", приходится вносить некоторые изменения, связанные с необходимостью учета влияния вторичной пористости на сопротивление пород, влияния содержания в породах битума на показания нейтронного, плотностного и акустического каротажа и т.д. В частности, довольно часто в карбонатных отложениях с вторичной пористостью водонасыщенность, оцененная методом сопротивления, составляет 50 – 100 %, в то время как из этих отложений при их испытании получают нефть или газ [63]. Такая картина может быть связана с уменьшением сопротивления пород в результате влияния на него вторичной пористости. Такой эффект возможен в случае, когда вторичные поры представляют из себя либо трещины, либо карстовые пустоты. Если это так, необходимо для каждого пласта использовать свое значение структурного коэффициента m в модели взаимосвязи сопротивления породы с ее водонасыщенной пористостью и другими свойствами. Различные формулы для расчета коэффициента m предложены в работе [74]. В программе "Карбонаты" предусмотрена возможность (по желанию пользователя) расчета коэффициента по формуле Рамуса

$$m = \frac{\lg [k_{\text{п. ак}}^*]^3 + k_{\text{п. ак}}^* (1 - k_{\text{п}}) + k_{\text{п}} - k_{\text{п. ак}}^*]}{\lg (k_{\text{п}})} , \quad (5.2)$$

здесь k_n – открытая пористость, определенная по данным нейтронного и плотностного каротажа; $k_{\text{пак}}^*$ – пористость, оцененная по данным акустического каротажа после введения в нее поправок за глинистость, литологический состав скелета породы и нефтегазонасыщенность.

Настройка систем петрофизических уравнений в условиях первой скважины. По-видимому, эту задачу в общем случае решить невозможно. Существенную информацию о части коэффициентов петрофизических моделей можно получить, сопоставляя различные оценки глинистости и пористости (если в методике интерпретации данных ГИС предусмотрено получение нескольких оценок глинистости и нескольких оценок пористости), а также оценки текущей и остаточной водонасыщенности. При этом, конечно, часть коэффициентов ("медленно меняющиеся" коэффициенты) надо задать априори. Обычно задаются коэффициенты уравнений, описывающих связь сопротивления со свойствами пород и связь показаний метода естественной радиоактивности с глинистостью.

В настоящее время создана программа "Настройка", позволяющая производить автоматическую оценку коэффициентов петрофизических уравнений, за исключением медленно меняющихся, которые задаются заранее. Эта программа применима в случае терригенных отложений. Как показано в гл. 7 настоящей книги, эффективность работы программы "Настройка" существенно зависит от характера распределений показаний геофизических методов.

Деформация петрофизических взаимосвязей в зависимости от уровня исследования геологических объектов. Общеизвестно, что неоднородности горных пород имеют не один, а целый спектр характерных размеров. В первом приближении можно считать, что эти размеры совпадают с размерами объектов, исследуемых различными методами, применяемыми в нефтегазовой геологии: шлифа, образца породы, однородного интервала разреза в скважине, геологического пласта в скважине, пласта в пределах какой-либо площади и т.д. Совершенно очевидно, что характер неоднородности геологических объектов разных уровней исследования должен влиять на характер петрофизических взаимосвязей. Вместе с тем традиционно петрофизические связи изучаются на образцах керна с масштабами порядка сантиметров и переносятся на объекты всех остальных уровней исследования. Вопрос о деформации взаимосвязей при таком переносе за счет влияния неоднородностей различных уровней в подавляющем большинстве случаев не рассматривается.

Оценим такие деформации, исходя из некоторых предположений о структуре взаимосвязей. Довольно естественным, справедливым для ряда физических свойств является предположение о наличии следующих неравенств:

$$\left(\sum_{i=1}^k \frac{X_i}{Y_i} \right)^{-1} \leq \bar{Y} \leq \sum_{i=1}^k X_i Y_i, \quad (5.3)$$

где X_i – объемное содержание; Y_i – свойство i -й компоненты, выделенной на данном уровне; Y – свойство объекта данного уровня в целом.

Для ряда свойств горных пород, в том числе таких, как удельное электрическое сопротивление и проницаемость, справедливость неравенств (5.3) доказана строго. Физический смысл этих неравенств прост: предельными случаями включения компонент являются параллельное и последовательное.

Частным видом уравнения, удовлетворяющего неравенствам (5.3), является уравнение непрерывного смешения

$$\bar{Y} = \left[\sum_{i=1}^k X_i (Y_i)^\alpha \right]^{1/\alpha}. \quad (5.4)$$

Это уравнение обычно применяется на микроуровне (на уровне неоднородностей образца керна). С его помощью, в частности, было теоретически получено уравнение Дахнова – Арчи, описывающее связь электрического сопротивления с пористостью образцов горных пород и установленное ранее эмпирически. В 1986 г. авторы книги предложили использовать уравнение (5.4) не только на микроуровне, но и для оценки влияния мезонеоднородностей, а также и неоднородностей более высоких уровней.

Пусть вместо значений X_i и Y_i отдельных образцов керна измерены различные реализации их средних \hat{X} и \hat{Y} , характеризующие объекты более высокого уровня исследования – однородные по данным ГИС интервалы разреза в скважинах. Легко показать, что эти средние при малом разбросе X_i и произвольном уравнении связи $Y = f(X_1, X_2, \dots, X_k)$ удовлетворяют следующему уравнению:

$$\hat{Y} = f(\hat{X}_1, \hat{X}_2, \dots, \hat{X}_k) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k \frac{\partial^2 f}{\partial X_i \partial X_j} \text{cov}(X_i, X_j), \quad (5.5)$$

где частные производные берутся в точке $(\hat{X}_1, \hat{X}_2, \dots, \hat{X}_k)$, а $\text{cov}(X_i, X_j)$ является ковариацией этих свойств.

Поскольку взаимосвязь Y с X_1, X_2, \dots, X_k , в частности, может удовлетворять и уравнению (5.4), из (5.5) видно, что при $\alpha \neq 1$ она при переходе от образцов керна к однородным интервалам разреза деформируется. Величина деформации связей может быть оценена совместным использованием уравнения (5.5) и неравенств (5.3), дающих "вилку" значений свойств пород.

Более точные оценки деформаций петрофизических взаимосвязей можно получить, если в соответствии с принципом вложения [20, 62] использовать уравнение (5.4) дважды: для расчета усреднения на микроуровне – уровне образцов пород с $\alpha = \alpha_1$ и на макроуровне – уровне однородных интервалов разреза с $\alpha = \alpha_2$. Вообще говоря, $\alpha_1 \neq \alpha_2$, так как геометрия неоднородностей объектов разных размеров обычно неодинакова.

При исследовании деформации петрофизических взаимосвязей можно использовать уравнение (5.4) в интегральной форме

$$\hat{Y}^a = \int Y^a \Phi(Y) dY. \quad (5.6)$$

Здесь Y – свойство объекта микроуровня; \hat{Y} – то же свойство объекта макроуровня; $\Phi(Y)$ – плотность вероятности распределения свойства Y в пределах объекта макроуровня.

Приведенные способы построения оценок деформации петрофизических взаимосвязей могут быть обобщены на случай рассмотрения многоуровневой системы объектов исследования.

§ 2. Выделение коллекторов в разрезе скважин и оценка характера их насыщения

При традиционном подходе к интерпретации данных ГИС задачи выделения коллекторов в разрезе скважины и оценки характера их насыщения решаются самостоятельно, причем сначала выделяются коллекторы, а уже потом оценивается характер их насыщения. Для выделения коллекторов используются качественные признаки, которые в литературе часто называются прямыми, и количественные признаки, называемые косвенными [8]. К качественным признакам коллекторов с межгранулярной пористостью относятся: наличие глинистой корки; положительные приращения на диаграмме микрозондов; наличие радиального градиента удельного сопротивления на диаграммах электрического каротажа; изменение во времени показаний геофизических методов. Для коллекторов с вторичной пористостью обычно характерны увеличение диаметра скважины на кривой кавернометрии, значительное затухание продольных волн на кривой акустического каротажа и другие признаки [8]. К количественным косвенным признакам относятся коллекторские свойства – открытая пористость, абсолютная проницаемость, остаточная водонасыщенность, и геофизические характеристики – относительная аномалия кривой СП, удельное электрическое сопротивление и др. Иногда берут какую-то одну характеристику (чаще всего – открытая пористость и аномалия кривой СП), иногда рассматривают связи между двумя характеристиками (пористостью и проницаемостью, проницаемостью и остаточной водонасыщенностью, сопротивлением и аномалией кривой СП и т.д.).

При использовании отдельных характеристик пород оценивают их так называемые критические значения. Так, при использовании открытой пористости $k_{\text{п}}$ пласт считается коллектором, если $k_{\text{п}}$ больше критического значения, в противном случае он считается неколлектором. Если коллекторы и плотные породы разделяются по остаточной водонасыщенности, пласт относится к классу коллекторов при $k_{\text{ов}} < k_{\text{ов.крит.}}$

в противном случае его относят к классу неколлекторов (плотных пород). Здесь $k_{\text{ов. крит}}$ — критическое значение остаточной водонасыщенности.

Очень часто, особенно в Западной Сибири, коллекторы и неколлекторы разделяют по данным кривой СП. Пользователи такой методики игнорируют зависимость относительной аномалии СП от двух факторов: насыщенности (которая в данной задаче играет роль помехи) и относительной глинистости (которая в случае типичных терригенных коллекторов играет роль полезного сигнала). Влияние этих двух факторов хорошо видно на модели, описывающей связь $\alpha_{\text{СП}}$ с указанными факторами, о которой мы уже упоминали в гл. 3:

$$\alpha_{\text{СП}} = \left(1 - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_{\text{п}} k_{\text{в. зп}}} \right)^2. \quad (5.7)$$

Из приведенного выражения видно, что величина $\alpha_{\text{СП}}$ снижается как при увеличении глинистости, так и при увеличении нефтегазонасыщенности прискважинной зоны (уменьшении $k_{\text{в. зп}}$).

В рамках модели (5.7) можно исключить влияние помехи — $k_{\text{в. зп}}$. Сопоставляя выражение (5.7) для случаев $k_{\text{в. зп}} \neq 1$ и $k_{\text{в. зп}} = 1$, легко выразить относительную аномалию водонасыщенного пласта $\alpha_{\text{СП в}}$ через $\alpha_{\text{СП}}$ и $k_{\text{в. зп}}$:

$$\alpha_{\text{СП в}} = [1 - k_{\text{в. зп}} (1 - \sqrt{\alpha_{\text{СП}}})]^2. \quad (5.8)$$

Рассмотренный способ приведения величины $\alpha_{\text{СП}}$ к условиям полностью водонасыщенного пласта используется в программах "Фиеста", "Море" и др. при автоматизированной обработке данных ГИС для терригенного разреза.

Игнорирование влияния нефтегазонасыщенности на величину $\alpha_{\text{СП}}$ при использовании ее для выделения коллекторов приводит к очень любопытной тенденции — снижению во времени принимаемых критических значений $\alpha_{\text{СП}}$. Если лет 20 тому назад чаще всего критические значения $\alpha_{\text{СП}}$ составляли 0,5 — 0,6, то в настоящее время они снизились до 0,3 — 0,4, а в отдельных случаях до еще более низких значений. Такое снижение $\alpha_{\text{СП крит}}$ объясняется тем, что очень часто в хороших коллекторах, запечатываемых глинистой коркой, быстро восстанавливается первоначальное нефтегазонасыщение в прискважинной зоне. В результате величина $\alpha_{\text{СП}}$ резко снижается, а из пласта при его испытании получают нефть или газ. Это дает основание снизить критическое значение $\alpha_{\text{СП}}$. Но тогда резко возрастает ошибка второго рода — увеличивается число заглинизованных неколлекторов, ошибочно относимых к классу

коллекторов (хотя одновременно несколько снижается ошибка первого рода — отнесение коллекторов к классу неколлекторов).

Помимо использования отдельных коллекторских и геофизических характеристик для выделения коллекторов в традиционных методиках иногда используются для решения этой задачи связи между двумя характеристиками. В таком случае определяются уже критические значения рассматриваемой пары характеристик.

Рассмотренные подходы к использованию как качественных (прямых), так и количественных (косвенных) характеристик для выделения коллекторов чаще всего очень грубые. Иного и нельзя ожидать. Все упомянутые характеристики пород не связаны прямо со способностью горной породы быть коллектором или плотной породой. Они лишь опосредованно отражают два необходимых признака коллектора: способность содержать в себе (в поровом пространстве) углеводороды или воду и способность их отдавать. Поэтому для надежного решения задачи выделения коллекторов необходимо использовать те свойства пород, которые отражают оба указанных признака.

Характеристикой продуктивных пород, наиболее полно отражающей их способность содержать углеводороды, является остаточная водонасыщенность $k_{\text{ов}}$. Чем она меньше, а значит, чем больше $1 - k_{\text{ов}}$, тем большая доля открытых пор может содержать углеводороды. Если же кроме $k_{\text{ов}}$ известна и величина открытой пористости $k_{\text{п}}$, то, рассчитав эффективную пористость $k_{\text{п. эф}} = k_{\text{п}}(1 - k_{\text{ов}})$, мы получим верхний предел доли объема пород, содержащей углеводороды. Если в породе нет подвижной воды, то $k_{\text{п. эф}}$ в точности равна доле объема продуктивной породы, содержащей углеводороды.

В § 2 гл. 2 мы рассматривали модель остаточной водонасыщенности, полученную при допущении того, что поровое пространство можно представить в виде трех групп поровых каналов: микрокапилляров, свободных макрокапилляров и блокированных макрокапилляров [см. соотношения (2.15) — (2.16)]. Если в приведенных моделях для водоносных и продуктивных пород заменить относительную глинистость на аномалию кривой СП — $a_{\text{СПв}}$, то получим следующие выражения:

$$k_{\text{ов}} = 1 - a_{\text{СПв}} (1 - k_{\text{ов min}}); \quad (5.9)$$

$$k_{\text{ов}} = 1 - \sqrt{a_{\text{СПв}}} (1 - k_{\text{ов min}}). \quad (5.10)$$

Первое из приведенных выражений справедливо для продуктивных пород, второе — для водоносных. В обоих случаях коэффициент гидрофобизации $k_{\text{гфб}} = 0$. Аналогичные соотношения можно получить и для гидрофобизированных пород ($k_{\text{гфб}} \neq 0$).

Рассмотренные модели используются в программах "Фиеста", "Море" и "Карбонаты" для оценки остаточной водонасыщенности по данным ГИС. В случае терригенных пород величина $k_{\text{ов min}}$ чаще всего счи-

тается константой, в случае карбонатных – рассматривается в виде функции $k_{\text{п}} : k_{\text{ов min}} = A_3/k_{\text{п}}^M$, где A_3 и M_2 – константы. Их нумерация такая же, как в программе "Карбонаты".

Итак, по величине $k_{\text{ов}}$ можно оценить содержание углеводородов в породе или способность породы содержать углеводороды. Аналогичную способность породы содержать воду можно оценить по величине полной или текущей водонасыщенности $k_{\text{в}}$. Эту характеристику в программах "Фиеста", "Море" и "Карбонаты" оценивают с помощью приведенной в § 1 гл. 3 модели [(см. соотношение (3.20)]. Таким образом, определив по данным ГИС величины $k_{\text{ов}}$ и $k_{\text{в}}$, мы тем самым оценим способность породы содержать углеводороды или воду т.е. выявим наличие первого необходимого признака коллектора. Но нам нужно установить и второй необходимый признак коллектора – это способность отдавать воду или углеводороды. Для этих целей нужно использовать либо остаточную нефтегазонасыщенность – емкостную характеристику породы, либо фазовые проницаемости для воды и углеводородов – фильтрационные характеристики породы.

В традиционных методиках интерпретации данных ГИС ни остаточная нефтегазонасыщенность $k_{\text{онг}}$, ни фазовые проницаемости $k_{\text{пр. ф. нг}}$, $k_{\text{пр. ф. в}}$ не оцениваются. В названных выше программах для оценки фазовых проницаемостей используют модели, приведенные нами в § 3 гл. 2 [соотношения (2.50) и (2.51)]. Для оценки остаточной нефтегазонасыщенности терригенных пород используют следующую модель, полученную для такой же модели решетки капилляров, как и рассмотренные выше соотношения для расчета остаточной водонасыщенности:

$$k_{\text{онг}} = k_{\text{онг. чист}} \left(1 - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_{\text{п}}} \right) + (1 - k_{\text{ов min}}) \times \\ \times \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_{\text{п}}} \left(1 - \frac{k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}}}{k_{\text{п}}} \right). \quad (5.11)$$

Здесь $k_{\text{онг. чист}}$ – остаточная нефтегазонасыщенность чистых пород [63].

Соотношение (5.11) получено для $k_{\text{гфб}} = 0$. Если порода гидрофобизирована, в правую часть (5.11) следует добавить член $k_{\text{гфб}} k_{\text{гл}} k_{\text{п. гл}} / k_{\text{п}}$.

В случае карбонатных пород для оценки $k_{\text{онг}}$ в программу "Карбонаты" включаются корреляционные связи между этой характеристикой и характеристиками пород, оцениваемыми по данным ГИС. Наиболее часто удается получить значимые корреляционные связи между $k_{\text{онг}}$ и эффективной пористостью $k_{\text{п. эф}} = k_{\text{п}} (1 - k_{\text{ов}})$.

Итак, мы оценили остаточные водо- и нефтегазонасыщенность. Теперь

можно получить критерий, позволяющий выявлять способность породы быть коллектором, т.е. содержать и отдавать углеводороды или воду. Этот критерий имеет следующий вид:

$$k_{\text{онг}} + k_{\text{ов}} < 1. \quad (5.12)$$

Если соотношение (5.12) выполняется, то порода является коллектором, так как доля открытых пор $1 - k_{\text{онг}} - k_{\text{ов}}$ содержит подвижные углеводороды или воду. Если же соотношение (5.12) не выполняется и $k_{\text{онг}} + k_{\text{ов}} = 1$, все поровое пространство породы заполнено остаточными углеводородами и водой, т.е. порода не является коллектором.

Способность породы отдавать углеводороды или воду можно оценить также по величинам фазовых проницаемостей. Оба метода выделения коллекторов используются в программах "Фиеста", "Море" и "Карбонаты".

Перейдем к оценке характера насыщения коллекторов. В традиционных методиках эта задача, как и задача выделения коллекторов, решается с помощью параметров, опосредованно связанных с характером насыщения. Например, сопоставляются распределения сопротивлений для водоносных и продуктивных пород и находится критическое сопротивление, наилучшим образом разделяющее исследуемые классы пород [8]. Или, на кросс-плоте ρ_n , $a_{\text{СП}}$ по выборочным данным проводятся границы между классами пород, отдающими только воду, воду и углеводороды, только углеводороды [62]. Иногда пытаются для разделения водоносных и продуктивных коллекторов использовать водонасыщенность, определяемую по методу сопротивления.

В программах "Фиеста", "Море" и "Карбонаты" задача оценки характера насыщения решается одновременно с задачей выделения коллекторов с использованием остаточных водо- и нефтегазонасыщенности, а также фазовых проницаемостей породы.

Если выполняется условие (5.12), т.е. порода является коллектором и при этом $k_v \approx k_{\text{ов}}$, то коллектор продуктивен. Если же при выполнении (5.12) величина k_v существенно больше, чем $k_{\text{ов}}$, коллектор водоносен. С помощью фазовых проницаемостей разделение коллекторов по характеру насыщения можно уточнить. Для этого оценивается критическое отношение фазовых проницаемостей по углеводородам и воде, чаще всего равное 2 или 3. Кроме того, находится критическое значение фазовых проницаемостей $k_{\text{пр.ф.krit}}$.

Если одна из фазовых проницаемостей или обе одновременно больше критической фазовой проницаемости, изучаемый пласт является коллектором. Величина $k_{\text{пр.ф.krit}}$ оценивается по результатам испытаний скважин. Чаще всего она составляет $(0,1 \div 1,0) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Коллектор считается продуктивным, если отношение фазовых про-

нициаемостей по углеводородам и воде больше критического отношения. Если отношение $k_{\text{пр.ф.в}}/k_{\text{пр.ф.нг}}$ больше критического отношения, пласт считается водоносным коллектором. Во всех остальных случаях коллектор будет содержать и отдавать углеводороды с водой. Если обе фазовые проницаемости меньше критической фазовой проницаемости, пласт относится к классу плотных пород или при высокой глинистости к глинам.

Почему для выделения коллектора по фазовой проницаемости недостаточно считать, что $k_{\text{пр.ф.нг}} > 0$ или $k_{\text{пр.ф.в}} > 0$? Дело в том, что с помощью рассмотренных моделей мы оцениваем верхние пределы фазовых проницаемостей. В реальных условиях за счет влияния условий вскрытия и освоения пластов, а также скорости фильтрации, перепада давлений и других факторов фазовые проницаемости будут снижаться. Поэтому мы и вводим критическую фазовую проницаемость, оценивающую путем сопоставления расчетных значений фазовых проницаемостей по углеводородам и воде с результатами испытаний пластов. Наименьшее значение фазовой проницаемости по углеводородам (или наименьшее значение фазовой проницаемости по воде), при котором из пласта получен приток нефти или газа (или воды) мы и принимаем за критическое значение фазовой проницаемости. Чаще всего критические значения фазовых проницаемостей по углеводородам и воде оказывались близкими. Поэтому в программах "Фиеста", "Море" и "Карбонаты" используется одно критическое значение фазовых проницаемостей и по углеводородам, и по воде (хотя это, конечно, не принципиально, можно использовать разные критические значения для проницаемостей по углеводородам и воде).

Коротко остановимся на алгоритмах упоминаемых нами уже неоднократно программ для ЭВМ, сначала — на алгоритмах для терригенных отложений. Мы уже говорили, что для типичных терригенных отложений создан алгоритм "Фиеста", для нетипичных — "Море". Оба эти алгоритма имеют много общего. Различаются они, во-первых, тем, что в алгоритме "Фиеста" используются модели $k_n = f(k_{\text{гл}} k_{n\text{.гл}}/k_n)$ и $k_n = f(\alpha_{\text{СП.в}})$, а в алгоритме "Море" они не используются. Это различие принципиальное. Во-первых, алгоритмы различаются комплексом входных геофизических характеристик. К числу входных характеристик алгоритма "Море" относится плотность пород по данным ГГК, а в входной комплекс алгоритма "Фиеста" она не входит. Это различие не принципиальное. При желании алгоритм "Фиеста" можно немного изменить, включив в число входных характеристик показания ГГК.

И в том, и в другом алгоритме на первом этапе оценивается несколько характеристик глинистости разными методами. Далее усредняются различные оценки $k_{\text{гл}}$ с отбрасыванием при необходимости какой-то одной оценки, если она разно отличается от остальных.

На втором этапе в обоих алгоритмах рассчитываются несколько

(4 – 5) оценок открытой пористости разными методами. После этого оценки усредняются так же, как и оценки глинистости. На третьем этапе уточняются оценки глинистости и открытой пористости. После этого рассчитывается текущая водонасыщенность пласта – однородного интервала разреза по данным ГИС. Далее с помощью рассмотренных моделей рассчитываются остаточные водо- и нефтегазонасыщенность, абсолютная и фазовые проницаемости. И наконец, описанными выше способами выделяются коллекторы и оценивается характер их насыщения.

И "Фиеста" и "Море" могут работать с различными комплексами ГИС, начиная от максимально возможного и кончая минимально необходимым. Для "Фиесты" минимально необходимый комплекс должен содержать отношение сопротивления породы к сопротивлению пластовой воды и какой-либо из методов – СП, ГК, НГК или АК. Для алгоритма "Море" минимально необходимый комплекс должен содержать не два, а три метода (так как в этом алгоритме не используется связь между пористостью и глинистостью). Более подробно оба алгоритма описаны в работе [63].

Перейдем к алгоритмам интерпретации данных ГИС в случае карбонатных отложений. Для наиболее общей ситуации – сложный литологический состав скелета и сложная структура порового пространства – создано два алгоритма: "Карбонаты" и "Карбонаты – Универсал". Во втором алгоритме в отличие от первого, помимо показаний методов сопротивлений, ГК, НГК (ННК), АК, кавернометрии, используются показания метода ГГК – плотность пород.

В обоих алгоритмах на первом этапе находятся различными методами три оценки глинистости. Эти оценки в какой-то ситуации могут характеризовать истинную глинистость породы (оценка $k_{\text{гл}}$ по ГК в случае отсутствия в породе радиоактивных компонент кроме глинистого материала), а в других ситуациях будут систематически завышенными (оценка $k_{\text{гл}}$ по ГК в случае присутствия в породе иных кроме глинистого материала радиоактивных компонент). В качестве окончательной оценки глинистости изучаемого интервала разреза принимается минимальная из полученных оценок.

На втором этапе оцениваются открытая пористость, литологический состав и вторичная пористость. Для этого используются кросс-плот $k_{\text{п. ак}} - k_{\text{п. нгк}}$ (алгоритм "Карбонаты") или кросс-плот $k_{\text{п. ггк}} - k_{\text{п. нгк}} \times k_{\text{п. ннк}}$ (алгоритм "Карбонаты – Универсал"). В алгоритме "Карбонаты" сделано допущение, что вторичной пористостью могут обладать лишь доломиты. В алгоритме "Карбонаты – Универсал" такое допущение не используется. Каждые пористости $k_{\text{п. ак}}$, $k_{\text{п. нгк}}$ ($k_{\text{п. ннк}}$) и $k_{\text{п. ггк}}$ предварительно "исправляются" за влияние глинистости. В результате использования кросс-плотов оценивается объемное содержание в скелете породы каких-то двух литологических компонент: известняка

и песчаника, известняка и доломита, доломита и ангидрита, доломита и гипса. Кроме того, порода может быть определена как соль.

После оценки литологического состава скелета породы рассчитываются ее открытая и вторичная пористость. Последняя характеристика в алгоритме "Карбонаты – Универсал" находится как разность открытой пористости, оцененной по кросс-плоту $k_{\text{п. ггк}} - k_{\text{п. нгк}}$ ($k_{\text{п. ннк}}$) и кажущейся акустической пористости, исправленной за влияние глинистости и литологического состава скелета. В алгоритме "Карбонаты" вторичная пористость рассчитывается как разность исправленных за влияние глинистости кажущихся пористостей $k_{\text{п. нгк}}$ и $k_{\text{п. ак}}$ в случае, если порода оценена как доломит.

На третьем этапе по желанию пользователя можно уточнить структурный коэффициент m в модели взаимосвязи относительного сопротивления породы с ее водонасыщенной пористостью и другими свойствами [см. соотношение (5.2)].

Уточнение коэффициента m может потребоваться либо в случае высоких сопротивлений отложений, либо, наоборот, в случае пониженных сопротивлений и относительно высоких значений (более 0,05) вторичной пористости. Для первого случая предусмотрено использование коэффициента m как функции пористости [74]. Для наших целей удобнее этот коэффициент представить в виде функции относительного сопротивления, имеющей следующий вид

$$m = \begin{cases} 2, & \text{при } \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}} < 60 \\ 1,544 + 0,247 \lg (\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}) & \text{при } \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}} \geqslant 60. \end{cases} \quad (5.13)$$

Для второго случая коэффициент m рассчитывают по формуле Расмуса. Затем уточняют оценки глинистости, литологического состава скелета, открытой и вторичной пористости. После этого последовательно рассчитывают текущую водонасыщенность, остаточные водо- и нефтегазонасыщенность, абсолютную и фазовые проницаемости. И в завершение выделяют коллекторы и определяют их характер насыщения.

В отличие от алгоритмов для терригенных отложений алгоритмы "Карбонаты" и "Карбонаты – Универсал" могут работать лишь при фиксированных комплексах входных геофизических характеристик.

Программы "Фиеста", "Море", "Карбонаты" и "Карбонаты – Универсал" написаны на языке фортран и адаптированы на ЭВМ серии ЕС и СМ-4. Все эти программы могут работать как автономно, так и в системе АСОИГИС. Программы "Фиеста" и "Море" включены также в АСУП-Геофизика – автоматизированную систему интерпретации данных ГИС в предприятиях Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР.

§ 3. Оценка подсчетных параметров нефтегазовых отложений

К моменту подсчета запасов нефти и газа уже обычно имеется довольно большой объем керновых данных. Их используют совместно с данными ГИС для оценки подсчетных параметров продуктивных отложений. При этом прежде всего необходимо изучить представительность данных керна и, если они окажутся непредставительными, внести в них корректировки. Разные исследователи [37] предлагают различные критерии оценки представительности керна, на основании которых можно принять решение о возможности использования керновых данных для оценки параметров продуктивных отложений или о том, что керн нельзя использовать для этих целей.

Мы остановимся на тех подходах к данной проблеме, которые позволяют не только оценить представительность или непредставительность данных керна, но и в случае непредставительности их внести корректировки, позволяющие рассматривать керновые данные как представительные.

Пожалуй, впервые такой подход был предложен Ю.В.Шурубором в 1974 г. Им был введен показатель выкращиваемости:

$$c = a_1 + \frac{a_2}{I} + a_3 \lg W, \quad (5.14)$$

где c – показатель выкращиваемости керна; I – количество информации, теряемое при выкращивании керна; W – коэффициент вариации распределения открытой пористости; a_1, a_2, a_3 – константы.

Коэффициент I в формуле (5.14) называется мерой интенсивности избирательного выкращивания керна. Он оценивается как разница между той величиной энтропии распределения открытой пористости образцов керна, которая бы имела место в случае отсутствия избирательного выкращивания (и тогда распределение было бы нормальным), и фактической энтропией распределения пористости.

Предложенный подход, вроде бы, позволяет не только оценить непредставительность керна, но и предложить способ использования непредставительной выборки. Но, к сожалению, в работе [37] не дается ответ на вопрос: можно ли использовать выборку, признанную непредставительной.

Излагаемая ниже методика учета непредставительности керна предложена И.Н.Набокой. Предполагается, что 1) распределение открытой пористости по керну подчинено нормальному закону или близко к нему внутри отдельных литологических типов пород и 2) данные об открытой пористости по керну дают неправильную картину из-за неполного выноса. Принимая первую посылку, мы представляем, что в реальных условиях распределение пористости может представлять собой и асимметричную кривую. Одна из возможных причин такой асимметрии – литологи-

ческая и структурная неоднородности интервалов резреза, объединенных в выборку. Установить принадлежность частей выборки к единой или различным генеральным совокупностям позволяет критерий Колмогорова, выделить однородное распределение из смеси с достаточной для практических целей точностью можно методами, рассмотренными в работах [37, 51]. Поэтому в дальнейшем мы будем полагать, что разбиение неоднородного распределения на однородные составляющие уже выполнено.

Принимая вторую посылку, мы опирались на фактические данные по ряду месторождений нефти и газа, в частности месторождений Западной Сибири [37] и Тишковского месторождения Белоруссии. Согласно этим данным, процент выноса керна снижается с увеличением пористости, что нарушает характер распределения. Несомненно, что на процесс формирования выборки оказывает влияние не только пористость, но и целый комплекс геолого-технических условий скважины, например явление дискования керна с ростом глубины скважины [37].

Снижение выноса керна и, как следствие, снижение количества лабораторных замеров на керне, имеющее случайный характер, может не оказать существенного влияния на достоверность связей керн – керн, керн – геофизика. Наличие же системы в снижении выноса керна (недовынос из высокопористых разностей, снижение выноса из пород тех или иных литотипов) повлечет значительные погрешности при построении функциональных соотношений (рис. 3). На рис. 3 представлена линеаризованная функция распределения $F(X)$, что удобно при сравнении небольшого числа точек на графике с теоретической кривой. Использование линеаризации функции распределения позволяет судить о соответствии выборки нормальному распределению: линейный характер расположения выборки $k_{\text{п. керн}}$ на таком графике (вероятностная бумага) свидетельствует о том, что выборка распределена близко к нормальному закону. Отклонение от линейности при наших предположениях будет свидетельствовать о наличии усечения выборочной совокупности – чем значительнее отклонение, тем большее усечение претерпела выборка. Используя предложенное графическое представление, можно оценить параметры распределения: μ – среднее, σ^2 – дисперсию при наличии априорных сведений о степени усечения σ . Пользуясь этим оцененным значением σ , рассчитаем функцию

$$H_1(X) = (1 - \sigma)H(X) + \sigma, \quad (5.15)$$

где

$$H(X) = \begin{cases} 0 & \text{при } X < X_i \\ i/n & \text{при } X_i \leq X \leq X_{i+1}, \\ 1 & \text{при } X > X_i \end{cases}$$

X_i – i -й элемент выборки.

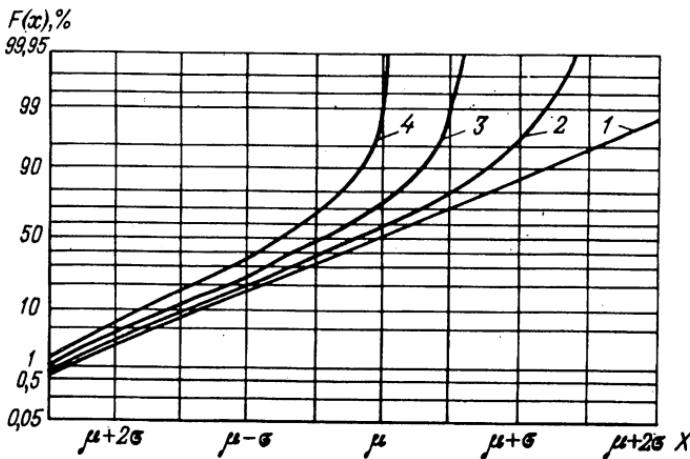


Рис. 3. Линеаризованная функция накопленных частот нормально распределенной случайной величины:

1 – усечение отсутствует; 2, 3, 4 – соответственно 10-, 30- и 50 %-е усечение справа.
 μ – математическое ожидание, σ – среднее квадратическое отклонение

Если распределение выборки есть усеченное нормальное распределение и степень усечения оценена достаточно точно, то преобразованные накопленные частоты $H_1(X)$, изображенные на вероятностной бумаге, дадут нам оценку для прямой линии $u = (X - \mu)/\sigma$. Тогда по графику можно найти оценки для μ и σ^2 .

Еще один метод оценки параметров "истинного" распределения для случая, когда точка усечения известна, предложил Р.Фишер (Р.А.Фишер, 1931г.).

Итак, при наличии априорных данных о точке усечения выборочной совокупности керна схема восстановления распределения у интерпретатора может быть следующей. По заданной точке усечения g графически или по методу Фишера определяются параметры распределения μ и σ и полученные результаты проверяются по t -критерию Стьюдента.

К сожалению, оба рассмотренных метода определения параметров "истинного" распределения имеют целый ряд недостатков. Они зависят существенно от выбора точки усечения совокупности, что ограничивает их применимость, так как при керновых исследованиях априорные сведения о точке усечения имеются крайне редко.

Метод Фишера не обеспечивает получения наиболее эффективных и несмещенных оценок параметров "истинного" распределения и не применим при расчете на ЭВМ, так как Фишером не приведено аналитическое выражение для $g(Z)$. Таким образом, для решения задачи восстановления керновых совокупностей необходимо предложить более

корректный метод с точки зрения математической статистики и устранить зависимость конечного результата от выбора точки усечения.

Предложенный Г.А. Вострокнутовым (1969г.) метод оценки статистических параметров распределения геохимических признаков по данным полностью определенных и усеченных выборок можно реализовать и для оценки параметров пластов по данным керна. В основу этого метода положено представление о наличии определенной функциональной связи между оценками стандартов полного S и не полностью определенного S_Y распределений при естественном предположении, что не полностью определенное распределение составляет часть полного, т.е. справедливо $S = f(S_Y)$.

Определим

$$\bar{X}_Y = \frac{1}{n_Y} \sum_{i=1}^{n_Y} X_i ; \quad (5.16)$$

$$S_Y = \sqrt{\frac{1}{n_Y - 1} \sum_{i=1}^{n_Y} (\dot{X}_i - \bar{X}_Y)^2}, \quad (5.17)$$

где n_Y – количество образцов в усеченной выборочной совокупности; Y – точка усечения; S_Y – стандарт усеченной совокупности; \bar{X}_Y – среднее усеченной совокупности.

При исследовании моделей односторонне усеченных нормальных нормированных распределений получено следующее аналитическое выражение для K_S , связывающего S и S_Y :

$$K_S = S/S_Y = 0,6 + 0,406 Z_Y - 0,003 (Z_Y)^3, \quad (5.18)$$

где Z_Y – нормированная точка усечения, определяемая по таблицам для функции $\Phi(Z)$

$$\Phi(Z_Y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{Z_Y} \exp(-0,5 t^2) dt. \quad (5.19)$$

Распространяя идею наличия функциональной связи на зависимость между средним полной \bar{X} и усеченной \bar{X}_Y выборок (при условии, что последняя составляет часть полной), представим \bar{X} в виде

$$\bar{X} = \bar{X}_Y + K_{\bar{X}} S_l, \quad (5.20)$$

где l определяет направление усечения:

$$l = \begin{cases} -1 & \text{при } X_i > Y \\ +1 & \text{при } X_i < Y. \end{cases}$$

Здесь и в дальнейшем для простоты предполагается, что вынос керна начиная с некоторого значения Y отсутствует.

В работе [51] получено аналитическое выражение для $K_{\bar{X}}$:

$$K_{\bar{X}} = \exp [2,303(0,264 - 0,031Z_Y) Z_Y] - 0,23 + \\ + 0,01 \exp (-0,922Z_Y). \quad (5.21)$$

Определив \bar{X}_Y , $K_{\bar{X}}$, K_S , можно из (5.18), (5.20) найти "истинные" значения выборочного среднего \bar{X} и среднего квадратического отклонения.

Практический интерес представляет соотношение

$$Z_Y = 0,9 - 9,5 \lg \left(\frac{Y - \bar{X}_Y}{S_{Yl}} \right), \quad (5.22)$$

$$Y - \bar{X}_Y$$

полученное в предположении, что $Z_Y = f \left(\frac{Y - \bar{X}_Y}{S_{Yl}} \right)$ в отличие от $Z_Y =$

$$= \frac{Y - \bar{X}_Y}{S_{Yl}}, \text{ применяемого в методе Фишера,}$$

Важное следствие предлагаемого метода — возможность оценки соответствия между полной и односторонне усеченной выборками, т.е. проверка гипотезы однородности выборочной совокупности. По вычисленной нормированной точке усечения (5.22) из таблиц [7] для функции $\Phi(Z)$ находим ее значение. Значимость разницы между величиной $\Phi(Z_Y)$ и фактической $P_{X < Y}$ (при усечении слева) оценивается при помощи критерия Колмогорова

$$\lambda = |P_{X < Y} - \Phi(Z_Y)|\sqrt{n}, \quad (5.23)$$

где λ — значение критерия Колмогорова; n — объем исследуемой выборки.

Если $\lambda > \lambda_q$, где λ_q — критическое значение критерия Колмогорова с уровнем значимости q , различие признается значимым и исследуемая выборка — смешанной.

Изложенные методики оценки "истинных" параметров распределения существенно зависят от правильности выбора точки усечения. Ошибка в выборе Y может вносить существенные ошибки в определение Z_Y и далее \bar{X} , S восстановленной совокупности.

Выбор оптимального восстановления выборочных совокупностей. Рекомендации по выбору оптимальной точки усечения могут быть основаны на соответствии восстановленного "истинного" распределения фактическому материалу. При построениях (5.18) – (5.22) предполагалось, что выборка в границах усечения представительна, следовательно, выборочная совокупность, соответствующая "истинному" распределению, должна повторить фактическую выборку в границах усечения, т.е. должна состоять из такого же количества образцов, что и фактическая.

Предположим, что в произвольной в границах усечения точке усечения X_Y получены оценки "истинного" распределения \bar{X}_Y и S_Y . Тогда, переходя к $N(0,1)$, имеем

$$Z_Y = \frac{(X_Y - \bar{X}^Y)}{S^Y},$$

Используя таблицы [7], определим $\Phi(Z_Y)$.

С другой стороны, $\Phi(Z_Y)$ есть не что иное, как $\sum_{i=1}^L V_i / L$, где $\sum_{i=1}^L V_i$ –

количество образцов до точки усечения фактической выборки; n – количество образцов восстановленной совокупности; V_i – количество образцов в классе, для которого $2(i+1) < X_i \leq 2(i+1) + 2$; L – количество классов. Отсюда

$$\Phi(Z_Y) \approx \left(\sum_{i=1}^L V_i \right) / n,$$

$$\text{откуда } n \approx \left(\sum_{i=1}^L V_i \right) / \Phi(Z_Y).$$

Для максимальной точки усечения $X_{Y_{\max}}$ найдем $Z_{Y_{\max}} = (X_{Y_{\max}} - \bar{X}^Y) / S^Y$ и по таблицам определим $\Phi(Z_{Y_{\max}})$. Тогда, вы-

числив $\sum_{i=1}^{L_{\max}} V_i \approx n \Phi(Z_{Y_{\max}})$, получим оценку количества образцов

до точки усечения $X_{Y_{\max}}$. Близость оценки $n \Phi(Z_Y)$ к фактическому числу образцов и есть мера оптимальности выбора точки усечения.

П р и м е р [37]. Применение описанной методики рассмотрим на примере Гнединцевского месторождения Днепровско-Донецкой впадины УССР. Возникновение задачи восстановления ярновой совокупности для данного месторождения связано с резким несоответствием данных об открытой пористости коллекторов горизонта K_1 , полученных при подсчете запасов, с данными гидродинамических исследований.

Продуктивный горизонт K_1 Гнединцевского месторождения вскрыт с отбором керна в 27 скважинах, керн исследован в 20 из них. Освещенность горизонта керном в этих скважинах изменяется от 0,1 до 53,6 %, составляя в среднем 18%. Горизонт K_1 слагают преимущественно песчаники, которым подчинены прослои алевролитов и глин. Песчаники разнозернистые, местами алевритистые. Цемент преимущественно глинистый. Значения определений открытой пористости по керну находятся в пределах от 1,1 до 32,4 %. Основные значения пористости алевролитов 8,0 – 12 %, песчаников 22,0 – 26 %. Поэтому распределение открытой пористости, построенное с учетом всех значений k_{Π} , представляет собой двухвершинную кривую (рис. 4, a). Выборочная совокупность, характеризующая песчаники, представлена на рис. 4, б ($n = 117$). В связи со значительным объемом выборки образцы сгруппированы в классы $2(i+1) < k_{\Pi} \leq 2(i+1) + 2$, для которых и осуществлялись все дальнейшие построения, причем образцам из i -го класса присваивалось значение $k_{\Pi} = 2(i+1) + 1$.

Среднее арифметическое значение открытой пористости выборки песчаников составило 21,6 %. Из рис. 4, б можно предположить, что выборочная совокупность усечена. Рассмотрим различные варианты выбора точки усечения и оценим их оптимальность.

Применяя методику расчета (5.18) – (5.22) для различных точек усечения, получим следующие оценки "истинного" распределения.

1. Усеченная совокупность $k_{\Pi} \leq 20\%$, состоящая из 37 образцов:

$$\bar{X}_{37} = 15,7\%; S_{37} = 2,757\%; Z_{Y,37} = 0,158; K_{X,37} = 0,876; \\ K_{S,37} = 1,666; \bar{X}^{37} = 19,72\%; S^{37} = 4,59\%.$$

2. $k_{\Pi} \leq 22\%$ (54 образца):

$$\bar{X}_{54} = 17,37\%; S_{54} = 3,37\%; Z_{Y,54} = 0,593; K_{X,54} = 1,174; \\ K_{S,54} = 1,872; \bar{X}^{54} = 24,77\%; S^{54} = 6,31\%.$$

3. $k_{\Pi} = 24\%$ (71 образец):

$$\bar{X}_{71} = 18,72\%; S_{71} = 3,8\%; Z_{Y,71} = 0,41; K_{X,71} = 1,044; \\ K_{S,71} = 1,781; \bar{X}^{71} = 25,79\%; S^{71} = 6,77\%.$$

4. $k_{\Pi} \leq 26\%$ (104 образца):

$$\bar{X}_{104} = 20,71\%; S_{104} = 4,29\%; Z_{Y,104} = 0,9; K_{X,104} = 1,4056; \\ K_{S,104} = 2,039; \bar{X}^{104} = 33,005\%; S^{104} = 8,75\%.$$

Здесь \bar{X}_n, S_n соответствуют усеченной выборке, \bar{X}^n, S^n – восстановленной.

Полученные четыре оценки "истинного" распределения существенно различны, что подтверждает тезис о зависимости результата от выбора точки усечения. Применим к полученным оценкам предложенную выше процедуру выбора оптимальной:

$$X_Y = 19; X_{Y_{\max}} = 25.$$

$$1.n_Y = 37; Z = (19 - 19,72)/4,59 = -0,1569;$$

$$\Phi(-0,1569) = 1 - \Phi(0,1569) = 0,4424, \text{ откуда } n = 37/0,4424 \approx 84;$$

$$Z_{Y_{\max}} = (25 - 19,72)/4,59 = 1,1503; \Phi(1,1503) = 0,87463;$$

$$L_{\max} = \sum_{i=1}^{n_Y} V_i = 84 \times 0,87463 = 73$$

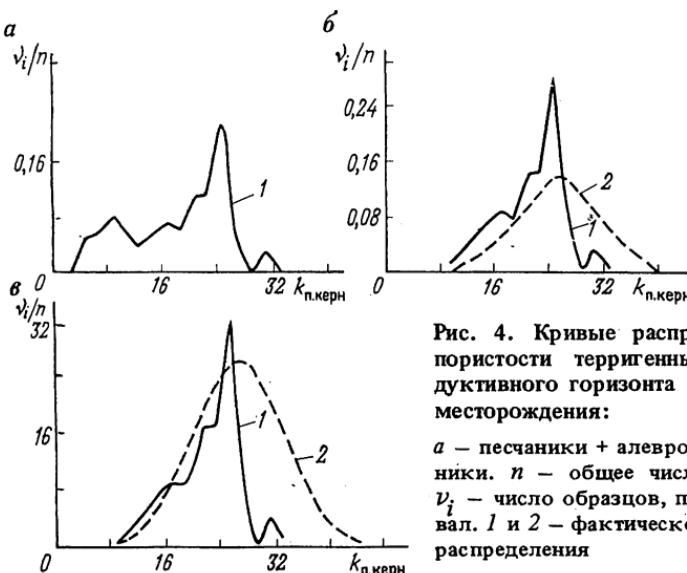


Рис. 4. Кривые распределения открытой пористости терригенных отложений продуктивного горизонта K_1 Гнединцевского месторождения:

a – песчаники + алевролиты; *б* и *в* – песчаники. n – общее число образцов керна; v_i – число образцов, попавших в i -й интервал. 1 и 2 – фактическое и восстановленное распределения

$$2. n_Y = 54; Z_Y = -0,91; \Phi(Z_Y) = 0,18152; n = 37/0,18152 \approx 204;$$

$$\Phi(Z_{Y_{\max}}) = 0,50143; \sum_{i=1}^{L_{\max}} V_i = 204 \times 0,50143 = 102.$$

$$3. n_Y = 71; Z_Y = -1,003; \Phi(Z_Y) = 0,15866; n = 37/0,15866 = 233;$$

$$\Phi(Z_{Y_{\max}}) = 0,458131; \sum_{i=1}^{L_{\max}} V_i = 233 \times 0,458131 = 107.$$

$$4. n_Y = 104; Z_Y = 1,6; \Phi(Z_Y) = 0,0548; n = 37/0,0548 = 675;$$

$$\Phi(Z_{Y_{\max}}) = 0,18152; \sum_{i=1}^{L_{\max}} V_i = 675 \times 0,18152 = 122.$$

Из приведенных вычислений видно, что первая и четвертая оценки не удовлетворяют требованиям соответствия фактической и "истинной" совокупности: $n_{\text{факт}} = 104, n_1 = 73, n_4 = 122$, в то время, как вторая и третья оценки дают удовлетворительное совпадение: $n_{\text{факт}} = 104, n_2 = 102, n_3 = 107$, что позволяет сделать вывод:

$$X_2 < \bar{X}_{\text{ист}} < X_3 \quad \text{и} \quad S_2 < S_{\text{ист}} < S_3,$$

где X_i, S_i, n_i при $i=1-4$ соответствуют i -й оценке.

Методика восстановления выборочной совокупности, основанная на использовании соотношений (5.18) – (5.22), и выбора оптимальной

точки усечения была реализована на ЕС ЭВМ программами NORMORT и NORMSKO. Различие этих программ заключается в разном подходе к нахождению оптимальной точки усечения: программа NORMORT реализует описанный выше подход, программа NORMSKO выбирает наилучшее приближенное по минимальному среднему квадратическому отклонению фактической совокупности от различных "истинных" совокупностей, получаемых в зависимости от выбора точки усечения. Программы NORMORT и NORMSKO делают доступной для практической работы описанную выше методику. Вместо громоздких расчетов интерпретатору для ее реализации достаточно задать разбиение на классы, количество образцов в каждом классе и представительную, по его мнению, часть выборки. Расчеты, выполненные по программам NORMORT и NORMSKO, подтвердили выбор оптимального решения для Гнединцевского месторождения.

Восстановление выборочных совокупностей по методу однородных интервалов. Предложенная методика основана на предположении нормальности распределения изучаемого физического параметра, что ограничивает область ее применения. Так, для проницаемости, распределенной логнормально, предварительно должны быть выполнены необходимые функциональные преобразования. А как поступать в ситуации, когда характер распределения не определен?

Случайный характер выноса керна основан прежде всего на равновероятном выносе керна из различных (по плотности) разностей. Если это условие нарушается, то, естественно, нарушается и представительность образцов из той или иной разности и, как следствие, представительность выборки в целом. Таким образом, установив зависимость между процентом выноса и исследуемым параметром, например открытой пористостью, мы можем восстановить истинный характер выборки, приведя ее формально к единому проценту выноса. Если характеристика выноса керна имеет вид, представленный на рис. 5, где заштрихованная область соответствует вынесенному керну; n_i — количество образцов в i -й области; S_i — площадь этой области; $i=1, 3$; $f(X)$ — функция выноса керна и справедливо

$$\frac{n_3}{n_2} = \frac{S_3}{S_2} \quad \text{или} \quad n_3 = n_2 \frac{S_3}{S_2}$$

с точностью до целых, то истинное среднее определим как

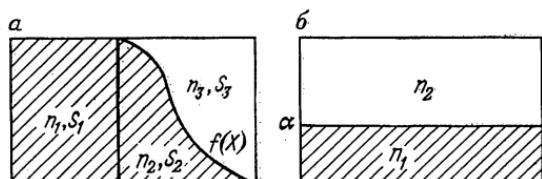


Рис. 5. Характеристика выноса керна (а) и приведения выборки к единому выносу керна (б)

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^{n_1} \frac{X_i}{n_1 + n_2 + n_3} + \sum_{i=n_1+1}^{n_1+n_2+n_3} \frac{X_i \left(1 + \frac{1 - f(X_i)}{f(X_i)}\right)}{n_1 + n_2 + n_3} =$$

$$= \sum_{i=1}^{n_1} \frac{X_i}{n_1 + n_2 + n_3} + \sum_{i=n_1+1}^{n_1+n_2+n_3} \frac{X_i}{f(X_i)} \frac{1}{n_1 + n_2 + n_3} \cdot \quad (5.24)$$

Построения проведены для случая, когда X_i могут принимать лишь значения, имеющиеся в совокупности из $(n_1 + n_2)$ образцов. Этого можно достигнуть, группируя образцы по введенным выше классам и принимая за X_i значения середины классов. Для таких групп достаточно, оказывается, привести выборку к единому (не обязательно 100%-му) выносу керна (см. рис. 5, б). Действительно (здесь функция керна $f(X) = \alpha = \text{const}$):

$$X = \sum_{i=1}^{n_1+n_2} \frac{X_i}{n_1+n_2} = \sum_{i=1}^{n_1} \frac{X_i}{n_1+n_2} + \sum_{i=n_1+1}^{n_1+n_2} \frac{X_i}{n_1+n_2} =$$

$$= \sum_{i=1}^n \frac{X_i}{n_1+n_2} - \frac{1-\alpha}{\alpha} \sum_{i=1}^n \frac{X_i}{n_1+n_2} = \sum_{i=1}^n \frac{X_i \left(\frac{1-\alpha}{\alpha} + 1\right)}{n_1+n_2} =$$

$$= \sum_{i=1}^{n_1} \frac{X_i \left(1 + \frac{1-\alpha}{\alpha}\right)}{1-\alpha} = \sum_{i=1}^{n_1} \frac{X_i}{n}, \quad (5.25)$$

что и доказывает наше высказывание.

Построения, выполненные для оценки взаимосвязи выноса керна и пористости, обычно характеризуются значительным разбросом точек. Поэтому вид зависимости чаще всего оценивают огибающей множества точек ($\%K, k_{\Pi}$). Разброс точек в этом случае помимо случайного характера определяется еще и присутствием в множестве ($\%K, k_{\Pi}$) точек, для которых соответствие определенной по керну пористости проценту выноса керна сомнительно, т.е. точек, представляющих в выборке неоднородные по пористости интервалы. Поэтому для построения связи $\%K$ и k_{Π} необходимо рассматривать множество $\%K$ и k_{Π} из однородных по исследуемому свойству (у нас — открытой пористости) интервалов.

При этом установленная закономерность для однородных интервалов переносится на всю совокупность, т.е. определенный таким образом процент выноса керна присваивается каждому из определенных выше классов пористости. Приводя к единому проценту выноса керна $\% K_{\text{восст}}$ всю совокупность, определим количество образцов в классе из соотношения

$$\nu_{\text{ист} i} = \nu_{\text{факт } i} \% K_{\text{восст}} / \% K. \quad (5.26)$$

Тогда параметры восстановленной совокупности определяются из (5.27) и (5.28)

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^L \nu_{\text{ист} i} [2(i+1) + 1] / n, \quad (5.27)$$

$$\text{где } n = \sum_{i=1}^L \nu_{\text{ист} i} \quad \text{и}$$

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^L [2(i+1) + 1 - \bar{X}]^2 \nu_{\text{ист} i}} \quad (5.28)$$

Применение данного метода на материалах Леляковского месторождения Днепровско-Донецкой впадины параллельно с обработкой по программе NORMORT дало идентичные результаты: $24,4 < X < 24,6\%$ по программе NORMORT и $24,01\%$ – по методу однородных интервалов.

Представленный метод однородных интервалов существенно зависит от данных о выносе керна и использование его осложняется техническими трудностями: выборку для оценки процента выноса керна классов открытой пористости следует составлять по данным из однородных интервалов, что не всегда возможно.

Метод однородных интервалов, что несложно заметить, не требует никаких дополнительных предположений об изменении характера выноса керна с изменением пористости, глубины и др. и является модификацией известного [37] подхода, восстанавливающего выборочную совокупность, исходя из экспоненциальной зависимости, характеризующей снижение выноса керна с увеличением пористости. Такая оценка может быть и ошибочной, так как экспоненциальная зависимость снижения выноса керна от величины пористости не является всеобщей закономерностью и существующая точка зрения о разрушении высокопористых разностей и преимущественном выносе плотных не является законом природы.

Итак, представительность керна исследована и установлено, что керн представителен и непредставителен. Во втором случае использованы рассмотренные методы восстановления представительной выборки. Очевидно, следующим шагом является усреднение данных керна в тех интервалах разреза, из которых он отобран. Выше мы при этой процедуре рассчитывали средние арифметические значения изучаемого параметра. Остановимся на вопросе, всегда ли возможен такой подход к усреднению данных керна.

Оценка средних значений характеристик интервалов разреза по данным керна. Процедура усреднения традиционна при обработке массивных измерений. Однако в большинстве случаев само название этой процедуры – усреднение – толкает исследователей на формальный, чисто механический способ проведения этой операции. Однако непривычный анализ показывает, что исследователей, как правило, интересует оценка математического ожидания свойств изучаемого интервала разреза, а не оценка среднего (две эти оценки в ряде случаев значительно различаются). Различие, в частности, проявляется в тех случаях, когда изменения являются пространственно коррелируемыми.

К сожалению, данные о силе и характере корреляции физических свойств пород в пределах выделенного интервала разреза как вертикально, так и латерально разбросаны по литературе и потому их поиск и систематизация представляют самостоятельный интерес. Вместе с тем априорно ясно, что сила и характер этой корреляции определяются стабильностью законов осадконакопления и постседиментационных изменений на протяжении различных отрезков геологического времени. По существу предположение об определенной коррелируемости свойств пород по латерали лежит в основе методов геологической корреляции разрезов по данным ГИС и других методов. Корреляция свойств по вертикали была неоднократно продемонстрирована в работах авторов, занимающихся применением математических методов в геологии, начиная с первых публикаций А.Б. Вистелиуса. В одной из его работ показано, что пористость пород девонских отложений Саратовского Поволжья меняется с глубиной так, что ее изменение соответствует решению стохастического дифференциального уравнения второго порядка, имеющего вид [47] :

$$\frac{d^2 (k_n)}{dZ^2} + 2A \frac{d (k_n)}{dZ} + B^2 (k_n) = \xi(Z). \quad (5.29)$$

Отвечающая такому дифференциальному уравнению корреляционная функция выражается при помощи уравнения:

$$K(\tau) = \frac{\pi d}{2AB^2} \exp(-a|\tau|) (\cos(\sqrt{B^2 - A^2}\tau)) + \frac{A}{\sqrt{B^2 - A^2}} x$$

$$x \sin (\sqrt{B^2 - A^2}) \tau). \quad (5.30)$$

Трудно ожидать, что именно такая форма корреляционной функции окажется сколь-либо универсальной в силу того, что законы осадконакопления и постседиментационных изменений значимо различаются для различных фациальных условий. Так, ясно, что в условиях с высокой энергетикой осадконакопления, для которых характерна также высокая дисперсия осадконакопления, значения корреляции значимо меньше как по вертикали, так и по латерали.

А.В.Булатов и Р.А.Резванов [8] на основе анализа определений по ряду месторождений СССР отмечали, что пространственная коррелируемость пористости образцов керна повсеместна. При этом для терригенных отложений корреляции по глубине становятся незначимыми на расстояниях 10 – 20 см, а для карбонатных – 50 – 150 см. Аналогичную характеристику для затухания по горизонтали эти авторы оценивают в 100 м.

Эти же исследователи вычислили для частного вида корреляционной функции $K(\tau) = \sigma_{\text{exp}}^2(-\lambda/\tau)$ значение средней погрешности, обусловленной отклонениями среднего арифметического свойства X , получаемого в предположении равномерности распределения вынесенного керна по глубине, от интеграла, характеризующего аналогичное среднее. Полученное выражение показывает, что погрешность эта равна разности частного от деления дисперсии определения параметра на число образцов и довольно громоздкого выражения, состоящего из произведения дисперсии на функцию, зависящую от коэффициента λ , мощности интервала разреза и числа образцов.

Следует заметить, что при проведении расчетов авторы предполагали, что значение интеграла надо оценивать через среднее арифметическое. Вместе с тем еще в 50-х годах Л.С.Гандин, Р.С.Соловейчик [12], С.В.Гольдин [14] показали (причем для корреляционной функции, совпадающей с использованной в работе [8], что в тех же предположениях оптимальной является формула, в которой крайние значения имеют больший вес, величина которого определяется в зависимости от отношения произведения корреляционного радиуса на мощность интервала разреза к числу образцов в этом интервале).

В работе М.М.Элланского сделан принципиально новый шаг – переход от непрерывной схемы к дискретной [61]. Такая постановка представляется в большинстве случаев более оправданной, поскольку позволяет учесть конечность размера образцов. В рамках подобной постановки удалось получить результаты и Б.Н.Еникееву и С.Н. Еникеевой [19]. В дискретной постановке роль корреляционной функции играет матрица ковариаций M . Будем считать, что матрица M нам известна и мы можем по ней найти элементы μ_{mn} обратной матрицы M^{-1} . В случае, если элементы этой матрицы известны, оценка математического ожидания может быть построена по формуле

$$\hat{X}_i = \frac{\sum_{m=1}^{N+1} X_{im} \sum_{n=1}^{N+1} \mu_{mn}}{\sum_{m=1}^{N+1} \sum_{n=1}^{N+1} \mu_{mn}}, \quad (5.31)$$

где $N+1$ – число образцов керна; X_{im} – i -е свойство в точке m .

Дисперсия оценки \hat{X}_i по этой формуле определяется по столь же простой формуле

$$\sigma^2_{\hat{X}_i} = \left(\sum_{m=1}^{N+1} \sum_{n=1}^{N+1} \mu_{mn} \right)^{-1}. \quad (5.32)$$

Приведенные формулы не зависят от характера выноса образцов и справедливы при любой структуре матрицы ковариации M , в частности, при диагональной M переходят в формулу неравноточных измерений. К сожалению, найти элементы M^{-1} по M в общем случае аналитически не удается даже в том случае, когда матрица M имеет довольно специальную структуру (зависит лишь от разности $m - n$, т.е. является теплицевой [19]). Таким образом, соотношения (5.31) и (5.32) дают решение задачи математического ожидания лишь в случае, когда элементы M заданы, но задать их, а тем более получить обратную к M матрицу всегда не просто.

Введем теперь новые допущения. Предположим, что вынос образцов равномерный. В рамках подобного предположения гипотеза о том, что матрица M является теплицевой, уже не выглядит неестественной. Для нескольких специальных видов матрицы ковариаций легко удается получить элементы обратной матрицы аналитически. Так, в случае, когда элементы m_{mn} матрицы M задаются как $\sigma^2 \exp[-\lambda_1(m-n)]$, формулы (5.31) и (5.32) переходят в (5.33) и (5.34):

$$\hat{X}_i = \frac{X_{i,1} + X_{i,N+1} + (1-\rho) \sum_{i=1}^{N+1} X_{in}}{(1+\rho_1) + N(1-\rho_1)}; \quad (5.33)$$

$$\sigma^2_{\hat{X}_i} = \sigma^2 [1 + N(1-\rho_1)/(1+\rho_1)]^{-1}, \quad (5.34)$$

где $\rho_1 = \exp(-\lambda)$.

В случае, когда элементы матрицы M задаются соотношением $m_{mn} = \sigma^2$ и $m_{mn} = \sigma^2 \rho_1$, аналогичные уравнения имеют вид:

$$\hat{X}_i = \left(\sum_{m=1}^{N+1} X_{im} \right) / (N+1); \quad (5.35)$$

$$\sigma^2_{X_i} = \sigma^2 (\rho_2 + 1/N) (1 + 1/N)^{-1}. \quad (5.36)$$

Интересно, что формула (5.36) соответствует схеме равноточных наблюдений.

Возникает правомерный вопрос о применимости традиционных схем усреднения путем расчета средних арифметических к оценке пространственно коррелированных значений \hat{X}_i . Расчеты показывают, что применение такой схемы (напомним, что именно ее использовали в работе [8]) требует увеличения числа эквивалентных наблюдений. Более того, в ряде случаев медианная оценка \hat{X}_i и даже оценка вида $(X_1 + X_{N+1}) \times 0,5$ оказывается более точной, чем среднее арифметическое.

В рамках схемы, отвечающей формуле (5.33), расчеты показывают, что относительной ошибки расхождения дисперсий, меньшей 5 %, можно достигнуть для $\lambda_1 = 0,2; 0,1; 0,05$ при 50, 75, 150 измерениях соответственно.

Хотя приведенные оценки получены достаточно строго, их применимость на практике ограничена из-за ошибок в задании матрицы ковариаций M , неравномерностей и неточностей в привязке керна и погрешностей определения X_i . В этой связи представляет интерес анализ погрешностей оценки X_i в зависимости от ошибок в M хотя бы в рамках схемы теории возмущений. Реально ошибки эти, видимо, не являются очень большими вследствие того, что даже применение схемы равноточных измерений в ситуации, когда пространственной коррелируемостью пренебречь нельзя, не дает сильного роста погрешностей.

Представляет интерес также численное исследование схем расчета \hat{X}_i , исходящее из вероятностной постановки, в рамках которой образцы керна привязаны к глубинам уже не абсолютно точно, что задает их номер m , а с некоторой вероятностью, своей для каждого образца и равной P_m . Уместно отметить, что в рамках такой постановки задача расчета математического ожидания \hat{X}_i сводится к задаче усреднения оценок, получаемых применением уравнения (5.31) по статистическому ансамблю реализаций.

На этом мы закончим рассмотрение вопросов, связанных с анализом данных керна, перед тем как использовать эти данные для оценки фильтрационно-емкостных и других характеристик продуктивных отложений. Переходим непосредственно к вопросу оценки параметров продуктивных отложений, необходимых для подсчета запасов нефти и газа. Обычно такая оценка производится отдельно по данным керна и ГИС. Авторы настоящей книги уже около 20 лет тому назад показали, исходя из статистической теории неравноточных измерений, что совместное использование двух независимых источников информации о

подсчетных параметрах – керна и ГИС – позволит снизить погрешности этих параметров, а следовательно, повысить точность подсчета запасов нефти и газа.

Автоматизированная методика оценки подсчетных параметров продуктивных отложений по данным ГИС и материалам керна. Для совместного использования данных ГИС и керна при оценке параметров продуктивных терригенных отложений, необходимых для подсчета запасов нефти и газа, создан комплекс программ, написанный на фортране и реализованный на ЭВМ серии ЕС (авторы М.М.Элланский и Т.Н.Кольчицкая). Достаточно подробные сведения об алгоритмах и программах комплекса, а также и о комплексе в целом приведены в работах [28, 63]. Поэтому мы коротко остановимся на структуре комплекса, решаемых им задачах и на некоторых особенностях его алгоритмов.

Автоматизированный комплекс выполняет следующие функции:

а) настройку констант петрофизических моделей либо по данным керна с учетом результатов испытаний скважин, либо по данным ГИС без участия керна;

б) оценку отдельно по данным ГИС и материалам керна фильтрационно-емкостных свойств однородных интервалов разрезов скважин, отнесение этих интервалов к классам коллекторов или неколлекторов, разделение коллекторов на продуктивные или водоносные;

в) объединение данных керна и геофизических исследований скважин при оценке фильтрационно-емкостных характеристик однородных интервалов разреза, в том числе при оценке подсчетных параметров – открытой пористости, нефтенасыщенности (газонасыщенности), эффективной мощности и линейных запасов, равных произведению первых трех характеристик;

г) переход от характеристик однородного интервала разреза к характеристикам объекта подсчета запасов – геологического пласта – в отдельных скважинах и по площади в целом; подсчетные параметры выдаются в трех вариантах: только по данным ГИС, только по данным керна, взвешенные значения по данным ГИС и керна с учетом погрешностей обоих источников информации.

Настройка констант петрофизических моделей производится с помощью программ "Настройка – Керн" и "Настройка – ГИС". Вторая программа позволяет автоматически настроить примерно 80 % всех констант. Остальные константы, как уже об этом говорилось выше, необходимо задать. Программу "Настройка – Керн" можно использовать при достаточно хорошей охарактеризованности керном изучаемых отложений, когда имеется, по крайней мере, 20 – 50 интервалов разреза с привязанными к ним данными керна. Обычно такое условие выполняется на стадии подсчета запасов.

По данным керна настраиваются все константы программ "Фиеста" или "Море". Сначала с учетом данных испытаний скважин формируется выборка водоносных коллекторов и плотных интервалов, а также

глин, залегающих в водоносной части залежи. По этой выборке оценивается статистически методом наименьших квадратов большинство констант петрофизических моделей. Для оценки оставшихся коэффициентов, проявляющихся только в случае продуктивных пород, подбирается выборка, состоящая из продуктивных коллекторов и из плотных интервалов, а также глин, залегающих в продуктивной части залежи. По этой выборке оценивается константа A_4 в модели взаимосвязи между водонасыщенностью породы $k_{\text{в}}$ и водонасыщенностью прискважинной зоны породы $k_{\text{в.зп}}$:

$$k_{\text{в.зп}} = A_4 k_{\text{в}} + 1 - A_4. \quad (5.37)$$

Оцениваются также константы в моделях взаимосвязей $k_{\text{п.нк}}$ и $k_{\text{п.ак}}$ с другими свойствами пород, отражающие влияние водонасыщенности прискважинной зоны на кажущуюся нейтронную и акустическую пористости. В программе "Море" дополнительно оценивается константа, отражающая влияние $k_{\text{в.зп}}$ на кажущуюся плотностную пористость $k_{\text{п.гк}}$.

Оценка фильтрационно-емкостных свойств однородных интервалов разреза производится как по данным ГИС с помощью программ "Фиеста" и "Море", так и по материалам керна — с помощью программ "Образец" и "Керн". О программах обработки данных ГИС мы говорили выше. Остановимся кратко на программах обработки данных керна.

Программа "Образец" рассчитывает для каждого образца керна характеристики, непосредственно не определяемые на керне: остаточную нефтегазонасыщенность (если образец отобран из продуктивной части залежи), фазовую проницаемость по углеводородам (для продуктивной части залежи) или по воде (для водоносной части залежи).

Программа "Керн" рассчитывает средние значения фильтрационно-емкостных характеристик однородных интервалов разреза \bar{X}_k и их средние квадратические погрешности $S(\bar{X}_k)$ по данным керна. Допускается, что пространственная коррелируемость каждой характеристики по вертикали практически отсутствует. Поэтому в качестве средних используются средние арифметические значения. При оценке погрешностей предполагается, что дисперсия, отражающая степень изменчивости характеристики в пределах изучаемого интервала, гораздо больше дисперсии, отражающей погрешности лабораторного определения или косвенной оценки характеристик образцов керна.

Объединение данных керна и ГИС осуществляется с помощью программы "Керн — Геофизика". Эта программа оценивает погрешности геофизического определения фильтрационно-емкостных характеристик:

$$S(X_{\Gamma}) = \sqrt{S^2(X_{\Gamma} - \bar{X}_K) - S^2(X_K)}, \quad (5.38)$$

где $S(X_{\Gamma} - \bar{X}_K)$ – средние квадратические отклонения геофизических оценок характеристики X от керновых по имеющейся выборке однородных интервалов разреза; $\bar{S}(X_K)$ – среднее арифметическое значение средней квадратической погрешности оценки характеристики X однородного интервала по данным керна; $S(X_{\Gamma})$ – средняя квадратическая погрешность оценки характеристики X однородного интервала по данным ГИС [28, 63].

Далее программа "Керн – Геофизика" рассчитывает среднее взвешенное значение характеристики X_i однородного интервала с учетом данных как керна, так и ГИС

$$\bar{X}_{\Gamma + K} = \frac{\bar{X}_K / S^2(\bar{X}_K) + X_{\Gamma} / S^2(X_{\Gamma})}{1/S^2(\bar{X}_K) + 1/S^2(X_{\Gamma})}, \quad (5.39)$$

а также погрешность этой оценки

$$S(\bar{X}_{\Gamma + K}) = \frac{S(\bar{X}_K) S(X_{\Gamma})}{\sqrt{S^2(\bar{X}_K) + S^2(X_{\Gamma})}}, \quad (5.40)$$

здесь $\bar{X}_{\Gamma + K}$ – оценка характеристики X с учетом данных ГИС и керна; $S(\bar{X}_{\Gamma + K})$ – средняя квадратическая погрешность этой оценки.

Переход от характеристик однородных интервалов разреза к характеристикам объекта подсчета запасов осуществляется с помощью программы "Средние". Эта программа рассчитывает средневзвешенные значения подсчетных параметров – открытой пористости, нефтегазонасыщенной пористости, а также суммарные значения эффективной мощности и линейных запасов в каждой скважине. Все подсчеты производятся в пределах продуктивной части залежи. Для нахождения ее границы в каждой скважине либо оценивается положение контакта нефть (газ) – вода, либо указывается, что контакт находится ниже подошвы пласта (когда пласт целиком продуктивен) или выше кровли пласта (когда пласт целиком водоносен). При нахождении контакта используется принцип упорядоченности [15, 19, 31].

После того как найдены подсчетные параметры пласта в отдельных скважинах, рассчитывают средние взвешенные по эффективной мощности пласта подсчетные параметры для изучаемой площади. Как уже говорилось, применяются три варианта подсчетных параметров: только

по данным ГИС, только по данным керна, с учетом тех и других данных. Окончательный выбор того или иного варианта параметров осуществляется пользователь или эксперт (в частности, при утверждении запасов в ГКЗ СССР).

ГЛАВА 6

ЗАДАЧИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Выделение эксплуатационных объектов

Мы не будем рассматривать традиционные методы выделения эксплуатационных объектов, опирающиеся на методологию однофакторного эксперимента, т.е. использующие для этой цели одну или в лучшем случае две-три характеристики, например, метод, учитывающий коэффициент продуктивности скважин [3, 25]. Мы будем говорить о задаче выделения эксплуатационных объектов как о задаче группирования объектов по комплексу характеристик.

Задача расчленения неоднородной выборки изучаемых геологических объектов на однородные компоненты неоднократно ставилась и решалась. Параллельно развивались два подхода, опирающиеся на использование комплекса характеристик объектов, а значит, на связи между этими характеристиками. Один подход – содержательный, рассчитанный на выявление причинно-следственных взаимосвязей между характеристиками объектов; другой – использующий модели типа "черного ящика", а именно, модели распознавания образов, кластерного анализа, дискриминантного анализа.

И.Е. Эйдман предложил методику выделения однородных групп объектов по геолого-геофизическим данным, названную "видовой каротаж". Эта методика основана на многомерном делении признакового пространства, в первую очередь – данных ГИС – на ориентированные вдоль осей параллелепипеды. И.Е. Эйдман в ходе реализации такой методики учитывал помимо данных ГИС характер зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, глубину залегания пород и ряд других факторов [45].

Дальнейшее расширение сферы действия подобного подхода принадлежит А.М. Бедчуру [45], строившему типизацию на основе широкого обобщения петрофизических материалов, и Н.М. Свижнушину [45], выделявшему типо-кластеры на основе изменения характера петрофизических зависимостей (их излома).

Систематический подход к решению задачи подразделения выборки на однородные геологические объекты (ее кластеризации) был предложен Л.Б. Берманом и получил название метода группирования [13]. В основе этого подхода лежит представление о том, что такие физичес-

кие свойства горных пород, как пористость, глинистость, нефтегазонасыщенность, карбонатность, емкость обмена и др., распределены в пределах каждой группы по нормальному закону. Гипотезы такого рода уже обсуждались в геологии и неоднократно применялись, несмотря на их некоторую некорректность (все упомянутые свойства не могут быть отрицательны или более некоторого положительного числа, что противоречит нормальности их распределения). Вместе с тем многими исследователями показано, что нормальное распределение зачастую оказывается хорошей аппроксимацией реальных, отличных от нормального, распределений пористости, логарифма проницаемости и т.д. [62].

На основе анализа большого материала по ряду месторождений Л.Б. Берман высказал еще одну гипотезу, утверждающую, что в разрезах скважин можно, как правило, выделить от 3 до 10 однородных групп пород (число это варьирует в зависимости от типа пород и глубины их залегания).

Обе эти гипотезы можно сформулировать в виде математически строгого утверждения о характере плотностей распределения упомянутых физических свойств. Далее мы опишем применяемый при этом аппарат, тем более, что он более нагляден, чем рассматриваемые нами далее схемы кластеризации выборки.

Применение моделей типа "черного ящика" для решения задачи группирования геологических объектов и, в частности, для выделения эксплуатационных объектов нефтегазовой геологии связано с именами Ш.А. Губермана, Ю.А. Воронина, Д.А. Родионова и др. [11, 15, 51].

В последнее десятилетие стали развиваться подходы к выделению однородных групп объектов, опирающиеся на тесное переплетение содержательного и формального подходов. В работе В.Г. Каналина и Л.Ф. Дементьева предлагается учитывать пять групп факторов, влияющих на выделение эксплуатационных объектов: геолого-промышленные, гидродинамические, технические, технологические, экономические [25]. Сначала рекомендуется с использованием статистических методов, в том числе кластер-анализа, производить группирование нефтяных залежей по комплексу геолого-промышленных признаков в связи с выделением эксплуатационных объектов, далее – группирование самих эксплуатационных объектов на основе группирования их по комплексу геолого-промышленных признаков (кластер-анализ), оценки коэффициента продуктивности по косвенным данным (многомерный регрессионный анализ), оценки годовых отборов нефти на разрабатываемых месторождениях при различных вариантах объединения пластов в эксплуатационные объекты [25].

Б.А. Багиров [3] также использует широкий набор характеристик для выделения эксплуатационных объектов. Особенность его подхода заключается в требовании необходимости корректировки границ между объектами в процессе разработки месторождений, т.е. требовании пер-

маниентного изучения границ между эксплуатационными объектами, изменения этих границ, а значит, и изменения самих объектов в процессе разработки. Для решения поставленной задачи широко используются методы кластер-анализа, разграничения неоднородных совокупностей (Д.А. Родионова), дискриминантного анализа и др.

Вернемся к методике группирования Л.Б. Бермана и рассмотрим ее формальную основу. Исходным является представление плотности распределения физического свойства Y , имеющего вид $\varphi_{\Sigma}(Y)$ в виде суммы плотностей $\varphi_i(Y)$, взятых с весовыми множителями V_i . Представление это можно записать в виде

$$\varphi_{\Sigma}(Y) = \sum_{i=1}^{kM} V_i \varphi_i(Y); \quad (6.1)$$

$$\varphi_i(Y) = c_i \exp \left[- \left(\frac{Y - a_i}{\sigma_i} \right)^2 \right]; \quad (6.2)$$

$$\sum_{i=1}^{kM} V_i = 1, \quad (6.3)$$

где c_i — множитель, нормирующий плотность $\varphi_i(Y)$; σ_i и a_i — дисперсия и математическое ожидание для i -й компоненты смеси; kM — число компонент в смеси.

Использование аппроксимации (6.1)–(6.3) осмысленно в том случае, когда имеется конструктивный алгоритм подбора параметров a_i , σ_i , V_i по фактическим данным. К настоящему времени предложен целый ряд подобных алгоритмов, многие из которых опробованы при решении практических задач. Один из таких алгоритмов, основанный на использовании подхода, предложенного в работе [34], мы применили для решения задачи оценки ряда физических свойств осадочных горных пород на примере Покачевского месторождения. Ряд полученных результатов сведен в табл. 7. Длина выборки изменялась от 511 образцов для всей совокупности пластов, включая оценки остаточной водонасыщенности $k_{\text{ов}}$ и песчанистости $k_{\text{песч}}$, до 1532 образцов в случае, когда оценки $k_{\text{ов}}$ и $k_{\text{песч}}$ не требовались.

Приведенные результаты вполне согласуются с логико-профессиональным анализом, согласно которому имеется довольно много пластов с большим содержанием карбонатного цемента, преимущественно пластины группы БВ.

Еще более примечательным выглядит выделение кластеров с высокой песчанистостью (в 10 раз выше средней), а также с двумя группами по значениям остаточной водонасыщенности (умеренным и высоким). Интересным представляется также то обстоятельство, что дисперсии, отвечающие более высоким значениям растворимого остатка, значимо выше (зато приблизительно постоянен коэффициент вариации). Формально рассмотрение всей выборки как однородной и аппрок-

Таблица 7

Первые моменты плотности одномерного нормального распределения свойств пород пластов БВ₂₋₁₀ и АВ₁₋₅ Покачевского месторождения

Параметр	Растворимый остаток С _{карб} , %	<i>k_{ов}</i> , %	<i>k_{песч}</i> (фракция 11 мм), %
Пласти БВ ₂₋₁₀			
a_1	1,464	39,2	1,29
σ_1	0,9477	13,6	4,68
Пласти АВ ₁₋₅			
a_1	1,46	32,6	1,28
σ_1	0,755	6,0	0,64
V	0,935	0,61	0,61
a_2	11,16	53,4	11,6
σ_2	5,96	14,6	6,57
Пласти АВ ₁₋₅			
a_1	1,07	37,8	4,6
σ_1	1,77	14,0	6,6
a_1	0,77	32,0	1,3
σ_1	0,42	5,3	0,64
V	0,91	0,77	0,57
a_2	5,4	57,4	9,1
σ_2	6,2	16,0	8,2

симация ее при помощи одного нормального распределения приводят к существенному росту дисперсии и неправомерному "резанию" высоких значений аппроксимируемых свойств и смещению оценок низких значений.

Вместе с тем использование лишь одномерных распределений физических характеристик явно недостаточно. Представление распределений совокупности физических свойств как одномерных (по существу как независящих друг от друга) находится в ощутимом противоречии с теми представлениями о взаимосвязи физических свойств, которые мы развивали в гл. 2 и 3 настоящей книги.

С целью выяснения, до какой степени подобное допущение оправдано, мы провели работу по обработке данных по гранулометрии и минеральному составу пород-коллекторов неокома Западной Сибири (Сургутский и Нижневартовский своды, группы пластов БС и БВ), почерпнутых нами из работ Л.П. Колгиной и Н.А. Черновой (1971, 1973, 1977 гг.). Исходные данные снимались с гистограмм, характеризующих отдельные образцы пород, и условно относились к трем группам пордообразующих минералов (кварц, полевые шпаты, обломки пород). Обработка этих данных показала, что существуют устойчивые

для указанного объекта взаимосвязи между коэффициентом сортировки и медианным диаметром (в логарифмических координатах) для всех трех групп минералов, причем эти взаимосвязи укладываются в поле, характерное для прибрежно-морских отложений. Следует также отметить, что взаимосвязи эти внутри поля прибрежно-морских отложений не накладываются друг на друга, а расслаиваются, будучи расположены друг над другом. Указанное обстоятельство мы считаем важным, поскольку сейчас в петрофизике становятся все заметнее тенденции к построению моделей горных пород, учитывающих их компонентный минеральный состав.

Возникает естественное желание усложнить постановку задачи классификации (выделения однородных групп), являющейся, в частности, стержневой задачей при выделении эксплуатационных объектов, за счет учета возможностей взаимосвязи различных свойств геологических объектов. В рамках усложненной модели мы должны параметр Y рассматривать как векторный, а одномерное распределение $\varphi_i(Y)$ заменить на многомерное нормальное, характеризующееся вместо двух параметров a_i и σ_i вектор — параметром \bar{a}_i , имеющим k компонент, и матрицей Σ_i , имеющей $k(k+1)\cdot 0,5$ компонент. Такая математическая модель хотя и не позволяет петрофизически корректно описать взаимосвязи физических свойств пород во всем диапазоне их изменения, все же дает локальную аппроксимацию этих свойств в виде линейных взаимосвязей между ними. Геометрически модель означает аппроксимацию многомерных зависимостей с помощью семейства произвольно ориентированных эллипсоидов, центры которых расположены в точках, отвечающих векторам \bar{a}_i .

Представление это выглядит достаточно общим, однако возникает вопрос о возможности его реализуемости (по существу, разработки процедуры подбора $kM \cdot [1 + k + k(k+1) \cdot 0,5]$ параметров; уже при $kM = 2$ и $k = 2$ необходимо подбирать 12 параметров). Такая процедура, следующая идеям так называемого ЕМ алгоритма Вольфа — Дея — Шлезингера, была реализована нами в программе MIXMLE, входящей в комплекс программ АСОИГИС. Сущность ЕМ алгоритма заключается в последовательном чередовании шагов оценки параметров $\bar{a}_i^{(l)}$ и $\Sigma_i^{(l)}$ при известных вероятностях принадлежности n точек выборки разным кластерам и оценивания указанных вероятностей при известных значениях $\bar{a}_i^{(l)}$ и $\Sigma_i^{(l)}$. В ряде публикаций доказывалась теоретическая сходимость оценок этих параметров с ростом числа итераций l . На практике число итераций сильно варьирует в зависимости от числа классов, размерности пространства, степени перекрытия кластеров, длины выборки.

Остановимся подробнее на результатах работы программы MIXMLE по данным анализов керна пород-коллекторов неокома Покачевского месторождения Западной Сибири в случае, когда распределение взято в пространстве следующих характеристик: открытой пористости $k_{\text{пп}}$,

массовой глинистости $C_{\text{гл}}$, остаточной водонасыщенности $k_{\text{ов}}$. Если используются только $k_{\text{пп}}$ и $C_{\text{гл}}$, то программа уверенно выделяет два класса. Геофизик интерпретировал бы их как коллектор и неколлектор. Первый из классов характеризуется средними значениями пористости и глинистости 20,6; 9,3 %, второй – 14,8; 19,2 %. Матрицы ковариаций этих классов незначительно отличаются от диагональных (взаимосвязь между характеристиками практически отсутствует), но имеют разные дисперсии.

Для первого класса матрица ковариаций имеет вид

$$\begin{pmatrix} 4,86 & 0,19 \\ 0,19 & 10,57 \end{pmatrix},$$

для второго.

$$\begin{pmatrix} 22,0 & 2,09 \\ 2,09 & 92,0 \end{pmatrix}.$$

При этом максимизируемая функция правдоподобия возросла от –3208,7 для исходной выборки, представленной одним кластером, до –995,7 для случая ее представления двумя указанными кластерами.

Интересные результаты были получены при работе в подпространстве переменных $C_{\text{гл}}, k_{\text{ов}}$. Вновь было получено два класса, причем матрицы ковариаций оказались существенно недиагональными. Средние характеристики классов оказались равными 11,8, 42,4 % и 7,8, 31,3 %, а их матрицы ковариаций:

для первого класса

$$\begin{pmatrix} 17,9 & 17,6 \\ 17,6 & 164,1 \end{pmatrix},$$

для второго

$$\begin{pmatrix} 4,65 & 4,16 \\ 4,16 & 27,8 \end{pmatrix}.$$

Функция правдоподобия резко возросла от –2974,2 до –888,7.

Следует отметить, что при практически одном и том же значении функции правдоподобия в рассмотренных двух решениях были получены несколько иные разбиения с отличающимися оценками параметров.

В результате разделения смесей, зависящих от параметров $k_{\text{ов}}$ и $k_{\text{пп}}$, на два кластера были получены оценки средних, равные 50,1, 18,38 % и 32,8, 20,5 %, причем матрицы ковариаций оказались равными:

для первого кластера

$$\begin{pmatrix} 231,39 & -19,124 \\ -19,124 & 12,73 \end{pmatrix},$$

для второго кластера

$$\begin{pmatrix} 38,5 & -4,81 \\ -4,81 & 3,07 \end{pmatrix}.$$

Функция правдоподобия возросла от -8239 до -2398,8.

При разделении на два класса уже не по парам параметров, а по трем параметрам $C_{\text{гл}}$, $k_{\text{ов}}$, $C_{\text{карб}}$ в качестве средних для кластеров были получены оценки 14,0, 40,1, 2,76 % и 5,1, 34,9, 0,93 %. Матрицы ковариаций имеют выраженное диагональное преобладание, хотя взаимодействие факторов оказалось существенным. Функция правдоподобия возросла от -4246,89 до -1210,19. Интересно отметить, что полученные оценки средних для разных подпространств (одномерный, двумерный и трехмерный случаи) оказываются различными.

Еще более неожиданным оказалось разделение смесей в подпространстве, зависящем от параметров $k_{\text{п}}$, $k_{\text{ов}}$, $C_{\text{гл}}$. При работе в этом подпространстве функция правдоподобия увеличилась от -3945,7 до -1254,7, причем в один из классов попало всего 1,5 % образцов.

Причинами неэффективности работы программы оказались различие числа точек в разных подпространствах, а также высокая теснота связей между совокупностью параметров в трехмерном пространстве. Кроме того, известно, что с ростом размерности пространства параметров для повышения устойчивости оценок требуется увеличение длины выборки. В силу этого представляло интерес изучить распределение в пространстве параметров $k_{\text{п}}$, $C_{\text{карб}}$. В результате расчетов было выделено два кластера. При этом оба кластера могут быть уверенно проинтерпретированы логико-профессионально. Геофизик проинтерпретировал бы их как некарбонатный и закарбонатизированный со средними значениями $k_{\text{п}}$ и $C_{\text{карб}}$, равными 15,63, 9,3 % и 19,7, 1,06 %. Интересно, что подобные оценки средних значений карбонатности близки к полученным по одномерной схеме. Матрица ковариаций для первого класса оказалась равной

$$\begin{pmatrix} 38,36 & -47,0 \\ -47,0 & 109,79 \end{pmatrix},$$

для второго класса аналогичная матрица имеет существенно меньшие дисперсии:

$$\begin{pmatrix} 7,5 & -0,26 \\ -0,26 & 0,44 \end{pmatrix}.$$

Несмотря на то, что получаемые с помощью программы результаты (в частности приведенные выше) представляют интерес, следует четко понимать ограничения такого подхода. Для этого необходимо представлять некоторые принципиальные трудности, возникающие при решении задачи разделения смесей при помощи ЕМ алгоритма. Опыт использования ЕМ алгоритма при решении задач оценки параметров смеси многомерных распределений по тестовым выборкам показал, что задача оценки параметров смеси распределений оказывается многоэкстремальной. При этом число экстремумов тесно связано с тем, насколько хорошо выражены кластеры в смеси. В частном случае, когда они сливаются в один, число это становится бесконечно боль-

шим. Кроме того, в принципе программа может (если не введены ограничения на диагональные члены в Σ) выбирать в качестве кластеров отдельно взятые точки выборки i . Еще один недостаток программы — ее реакция на пропуски в данных. В случае, если переменные, которые используются при подборе, содержат такие пропуски (например, в каком-то интервале глубины керн не отбирался), это может привести к разбиению выборки на части, ввиду того что плотность распределения в интервале, отвечающем этому пропуску, имеет разрыв.

Недостатки программы MIXMLE, отмеченные выше, можно преодолеть путем использования более хороших (осмысленных, исходя из логико-профессиональных соображений) начальных приближений. Наиболее надежным и удобным оказалось задание начальных приближений параметров при помощи предварительного задания вероятностей принадлежности точек к каждому кластеру, а эти вероятности определяются, исходя из приближенно задаваемого расположения кластеров.

Недостатки, связанные с трудностями использования программы при наличии пропусков в выборке, можно преодолеть на основе использования аппроксимации типа (6.1), в которой вместо плотностей распределения стоят регрессии. При реализации такого подхода использование начальных приближений оценок параметров, исходящих из логико-профессионального представления о строении кластеров, также оказывается полезным.

Подводя итоги рассмотренным результатам, отметим следующее. На примере одного из "хороших" алгоритмов группирования мы показали, что результаты группирования зависят не только от наличия в "природе" каких-то групп, но и от ряда других факторов (набор параметров, теснота взаимосвязей между ними, пропуски данных в выборке и т.д.). Мы увидели, что даже в относительно простой задаче — группирования объектов только по их физическим свойствам — возможна неоднозначность получаемых результатов. Ясно, что при решении более сложных задач группирования, возникающих при выделении и идентификации эксплуатационных объектов по набору параметров, имеющих разную физическую природу, алгоритмы типа ЕМ, а также и другие статистические алгоритмы (дискриминантного, факторного анализов, кластер-анализа и др.) могут привести к очень большим погрешностям.

По-видимому, повышения эффективности решения проблемы выделения эксплуатационных объектов можно ожидать в результате совершенствования подходов, предложенных В.Г. Каналиным и Л.Ф. Дементьевым, а также Б.А. Багировым [3, 25], путем увеличения роли содержательных моделей многомерных взаимосвязей, не только хорошо описывающих моделируемые связи, но и вскрывающих их (связей) причинно-следственный механизм.

§ 2. Изучение влияния геологических и технологических характеристик залежи на нефтеотдачу

Задача прогноза нефтеотдачи по косвенным характеристикам — весьма актуальна. Ее решение позволило бы до начала разработки месторождения оценить нефтеотдачу и принять необходимые меры для ее увеличения, когда это возможно. Совершенно ясно, что для выяснения возможности решения задачи прогноза нефтеотдачи нужно выявить факторы, влияющие на нефтеизвлечение, исследовать их влияние на нефтеотдачу и построить модель, описывающую нефтеотдачу как функцию выявленных факторов.

Обзор многочисленных работ по изучению влияния геолого-технологических факторов на процесс нефтеизвлечения, выполненных в основном за последние 20 лет, показывает, что нефтеизвлечение зависит от двух групп факторов — природных (геологических) и технологических. Каждая из этих групп состоит из большого числа факторов. Согласно выполненным исследованиям [2, 22, 25] среди геологических факторов по степени их влияния на нефтеизвлечение (в условиях вытеснения нефти водой) основными являются вязкость пластовой нефти и ее изменчивость, проницаемость коллекторов, различные характеристики неоднородности (расчлененность, прерывистость, неоднородность по проницаемости), нефтенасыщенность пород, объемный коэффициент пластовой нефти, литологический состав пород, эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, размер водонефтяной зоны залежи и др.

К числу технологических факторов и показателей разработки, влияние на нефтеизвлечение которых установлено, относятся плотность сетки скважин, темп отбора жидкости, водонефтяной фактор, снижение пластового давления ниже давления насыщения, объем прошедшей через залежь жидкости, система заводнения, условия вскрытия нефтяного пласта и др.

Следует отметить, что несмотря на большой объем проделанных работ и значительный прогресс в определении влияния геолого-технологических факторов на процесс нефтеизвлечения, ряд вопросов остается до сих пор неясным и требует дальнейшего изучения.

1. До настоящего времени нет единого мнения о том, какое понятие надо вкладывать в термин "неоднородность". Разные авторы рассматривают разные аспекты этого показателя. Одна группа исследователей под неоднородностью пласта подразумевает непостоянство численных значений параметров пласта. Другая группа рассматривает этот термин более широко и имеет в виду изменчивость литолого-фацциальной характеристики пласта по площади и разрезу. Различные толкования этой характеристики не дают возможности получить четкое представление о ее влиянии на нефтеизвлечение.

2. До сих пор существует разногласие о влиянии темпа отбора жид-

кости на нефтеизвлечение. Одна группа специалистов отмечает, что увеличение темпа отбора способствует увеличению степени извлечения нефти; другая устанавливает независимость нефтеизвлечения от темпа отбора; третья считает, что для каждого месторождения необходима своя оптимальная скорость вытеснения, обеспечивающая наибольшее нефтеизвлечение. В связи с этой неопределенностью влияния темпа отбора жидкости на нефтеизвлечение в основу проектов разработки месторождения закладывается условие независимости нефтеизвлечения от темпа разработки.

3. Вопрос о характере влияния плотности сетки скважин на нефтеизвлечение также вызывает острую дискуссию: по результатам одних исследований нефтеизвлечение существенно зависит от плотности сетки скважин, результаты других исследователей свидетельствуют об ограниченности или вообще отсутствии влияния плотности сетки скважин.

4. Влияние в промысловых условиях системы заводнения на нефтеизвлечение изучено слабо. Во многих работах отмечено, что система заводнения влияет на процесс нефтеизвлечения. Однако оценка этого влияния является сложной, так как различные системы заводнения вводятся в разработку в течение длительных периодов времени и в процессе эксплуатации залежей претерпевают существенные изменения, что затрудняет в подобных случаях оценку эффективности тех или иных видов заводнения в чистом виде.

5. Нет четкого определения других технологических факторов, влияющих на нефтеизвлечение. Во многих работах встречаются различные технологические параметры и показатели разработки, дублирующие друг друга: например, водонефтяной фактор и обводненность, темп отбора жидкости и темп отбора нефти, степень использования запасов и нефтеизвлечение и, наконец, различные варианты показателя плотности сетки скважин.

Влияние геологических факторов на нефтеизвлечение изучено более полно, нежели влияние технологических факторов. Но, к сожалению, в большинстве работ рассматривается влияние геологических факторов в отрыве от технологических, и наоборот. Кроме того, большинство исследователей используют методологический подход, о котором мы говорили в гл. 1 настоящей книги. Это – подход методологии однофакторного эксперимента, предполагающий, в частности, возможность изучения влияния каждого фактора на интересующее нас поведение геологического объекта (в данном случае – на извлечение нефти из залежи) самостоятельно. С конца 60-х годов выполнен довольно большой объем исследований, посвященных многомерному анализу влияния различных наборов характеристик залежи на ее нефтеотдачу [25].

И только в 1988 г. М.К. Аджай выполнил методологическое обобщение, в результате чего были сформулированы методологические принципы и предложена трехэтапная схема изучения много-

мерных моделей, описывающих взаимосвязь нефтеизвлечения с характеристиками залежи [2]. На схеме мы останавливаться не будем, так как она является приложением трехэтапной схемы изучения моделей к конкретному классу геологических задач (см. гл. 1). Методологические же принципы выглядят следующим образом:

1) при изучении моделей нефтеизвлечения необходимо залежи нефти рассматривать как сложные, плохо организованные системы;

2) в силу того, что залежь нефти как сложная система описывается большим числом характеристик, имеющих разную физическую природу, строящаяся модель нефтеизвлечения должна быть многомерной;

3) так как невозможно учесть все характеристики, влияющие на поведение сложной системы, любая математическая модель сложной системы, в том числе и модель нефтеизвлечения залежи, будет иметь вероятностный характер, т.е. она будет прогнозировать не точное, а наиболее вероятное значение нефтеизвлечения при заданных значениях геологических и технологических характеристик залежи.

Как видно, перечисленные принципы являются следствием более общих принципов изучения сложных геологических систем, рассмотренных в гл. 1 настоящей книги.

Остановимся коротко на процедуре изучения моделей нефтеизвлечения.

I этап — изучение априорных моделей. На этом этапе применительно к рассматриваемой задаче прежде всего выбирался исходный набор характеристик залежи. Решался вопрос о том, для каких моментов процесса разработки вести прогноз нефтеизвлечения. Результаты предшествующих исследований не давали однозначного ответа на этот вопрос. И наконец, выбирался вид прогнозной модели. Ответы на все поставленные вопросы приведены в гл. 7.

II этап — изучение частных статистических моделей. Для построения моделей привлекался метод многомерного регрессионного анализа. Модели нефтеизвлечения аппроксимировались степенными многочленами 1-й и 2-й степени. В обоих случаях использовались полиномы Чебышева, что позволяло применять пошаговую процедуру построения аппроксимационных полиномов. На каждом шаге использовался порог, контролирующий снижение средней квадратической погрешности аппроксимации. Если снижение погрешности не превышало заданный порог, очередной член в полиноме не включался. Такой подход позволил существенно укорачивать строящиеся модели без существенного увеличения погрешности аппроксимации.

Для моделей, построенных в виде многочленов 1-й степени

$$Y = a_0 + a_1 X_1 + a_2 X_2 + \dots \quad (6.4)$$

оценивалась информативность каждого члена, равная доле вклада в прогнозное значение функции Y . Для этого случайные переменные $X_1, X_2 \dots$ нормировались и центрировались:

$$Z_X = \frac{X_i - \bar{X}_i}{S(X_i)}, \quad (6.5)$$

где \bar{X}_i – среднее арифметическое значение i -го аргумента; $S(X_i)$ – среднее квадратическое отклонение.

Преобразование (6.5) приводит все аргументы модели к безразмерным величинам, имеющим примерно одинаковый диапазон изменения. Поэтому новые коэффициенты модели будут пропорциональны вкладу аргументов в прогнозируемую величину Y .

Вычитая из обеих частей соотношения (6.4) среднее арифметическое значение функции Y , мы тем самым исключаем вклад среднего в прогнозное значение Y . После этого новые коэффициенты модели примут вид:

$$\begin{aligned} a'_0 &= a_0 + a_1 \bar{X}_1 + a_2 \bar{X}_2 + \dots + a_m \bar{X}_m - \bar{Y}; \\ a'_1 &= a_1 S'(x_1); \\ &\dots \\ a'_m &= a_m S(X_m). \end{aligned} \quad (6.6)$$

Далее находим алгебраическую сумму новых коэффициентов и информативность i -го аргумента оцениваем как

$$I(X_i) = \frac{a'_i}{\sum_{i=0}^m |a'_i|}. \quad (6.7)$$

Сумма информативностей всех аргументов равна единице. Полученные оценки информативности позволяют учитывать относительный вклад каждого аргумента в прогноз вариации величины Y .

Следующий шаг в изучении статистических моделей – построение чистых и частных зависимостей. Мы уже говорили о том, что изучаемые в нефтегазовой геологии двумерные связи между характеристиками геологических объектов не позволяют выявить влияние аргумента связи X на функцию Y . Двумерная связь может в большей степени отражать не "прямое" влияние X на Y , а опосредованное влияние других характеристик объекта, находящихся в сложных взаимосвязях с X и Y . Поэтому при изучении сложных систем для выявления влияния какой-то характеристики X на Y используют так называемые чистые и частные корреляционные связи.

Для построения уравнения чистой связи в модели (6.4) "закрепляют" все характеристики кроме одной – X_1 – на среднем уровне, т.е. заменяют их средними значениями. Тогда приходят к выражению

$$Y = a_0^* + a_1 X_1, \quad (6.8)$$

где $a_0^* = a_0 + a_2 X_2 + a_3 X_3 + \dots$

Чистая двумерная связь в отличие от обычной двумерной корреляционной связи учитывает влияние закрепленных на средних уровнях показателей X_2, X_3, \dots, X_m , где m — число аргументов многомерной модели.

Метод построения чистых связей эффективен при слабой взаимосвязи между аргументами. В случае сильной взаимосвязи целесообразно строить частные двумерные связи. Они отличаются от чистых связей тем, что учитываемые переменные закрепляются не на одном, а на нескольких уровнях, например, максимальном, среднем и минимальном. В результате получается не одна, а серия частных связей. Иными словами, при фиксированных значениях контролируемых характеристик связь между величинами Y и X может существенно изменять свой характер. Чтобы такое изменение в принципе могло оказаться достаточно контрастным, в качестве исходных многомерных моделей использовались полиномы второй степени. Если бы модели строились в виде полиномов первой степени, изменение уровней контролируемых переменных в лучшем случае привело бы к изменению свободного члена a_0 в очищенной двумерной модели. Семейство же двумерных моделей частных связей Y с X представляло бы собой семейство параллельных прямых на плоскости X, Y . Когда же применяются полиномы более высокой степени, чем первая, семейство моделей частных двумерных связей будет представлено параболическими кривыми.

III этап — построение общих теоретических моделей. В результате реализации первых двух этапов формулируются постулаты о характере общей модели и существенных факто-рах, влияющих на нее. Если частные модели строятся индуктивно (от частного к общему), то общие модели имеют дедуктивный характер. Иными словами, их изучают на основе каких-то общих положений и предполагают, что эти модели применимы ко всем частным объектам — путь от общего к частному [2].

§ 3. Прогноз дебитов газа и нефти

Дебит нефти или газа — наиболее выпуклая характеристика отдающих свойств коллектора. Поэтому уже около 20 лет многие исследователи пытались и пытаются разработать методику прогноза дебитов нефти и газа по данным геофизических исследований скважин на основе многомерных связей между дебитом и характеристиками породы (фазовой проницаемостью, эффективной мощностью интервала опробования), которые, в свою очередь, находятся в корреляционных взаимосвязях с характеристиками, измеряемыми геофизическими методами (аномалией кривой СП, сопротивлением пород и др.).

Впервые задачу оценки дебита одиночного интервала разреза по данным ГИС поставил И.П. Прилепко. На примере Шебелинского мес-

торождения Украины он разработал методику оценки абсолютно свободных дебитов $Q_{\text{абс.св}}$ на основе корреляционных связей, предложив следующие расчетные формулы:

$$Q_{\text{абс.св}} = 26,3 \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{гл}}} - h_{\text{эф}} k_{\text{п}} \right)^{1,43}; \quad (6.9)$$

$$Q_{\text{абс.св}} = 25,0 \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{гл}}} - h_{\text{эф}} k_{\text{п}} \right)^{1,47} \left(\frac{p_{\text{пл}}}{p_{\text{гидр}}} \right)^{0,52}, \quad (6.10)$$

где $Q_{\text{абс.св}}$ – в тыс. м³/сут; $h_{\text{эф}}$ – эффективная мощность, м; $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{гл}}$ – отношение удельных электрических сопротивлений породы и соседней глины; $p_{\text{пл}}/p_{\text{гидр}}$ – отношение пластового давления к гидростатическому.

Многомерные связи И.П. Прилепко исследовал с М.М. Элланским [62].

Коэффициенты множественной корреляции связей (6.9) и (6.10) соответственно равны 0,97 и 0,98. Относительные средние квадратические погрешности оценки $Q_{\text{абс.св}}$ – 40 и 25 %.

Одновременно с изучением зависимости $Q_{\text{абс.св}}$ от геофизических характеристик отдельных интервалов разреза аналогичную зависимость исследовали И.А. Клигер, М.М. Элланский и др. [62] для пачек однородных интервалов разреза, обычно являющихся объектами испытаний. В отличие от ранее рассмотренной задачи для пачки прежде всего необходимо усреднить геофизические характеристики отдельных интервалов разреза. Анализ распределений показал, что для $k_{\text{п}}$ и $C_{\text{гл}}$ они близки к нормальному, а для $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{гл}}$, $k_{\text{пр}}$ и $\rho_{\text{п}}$ – к логарифмически нормальному распределению. Поэтому при усреднении первых двух характеристик использовались средние взвешенные по мощности отдельных интервалов значения самих характеристик, а для остальных – аналогичные оценки их логарифмов. В число аргументов включалось также отношение $p_{\text{пл}}/p_{\text{гидр}}$. Однако эта характеристика для использованной выборки по Шебелинскому месторождению оказалась неинформативной, что объясняется ее малой изменчивостью.

Формула исследуемой зависимости была получена в виде

$$Q_{\text{абс.св}} = 17,0 h_{\text{эф}}^{0,47} \rho_{\text{п}}^{1,7} / (100 C_{\text{гл}})^{0,47}. \quad (6.11)$$

Коэффициент множественной корреляции 0,85, относительная средняя квадратическая погрешность прогноза абсолютно свободных дебитов составляет 0,25 %.

Как видно, в рассмотренных примерах в качестве прогнозируемой величины выбран абсолютно свободный дебит газа для исключения влияния депрессии на испытываемый объект. В.Г. Каналиц решая аналогичную задачу для нефтеносных пород, использовал в качестве прогнозируемой величины коэффициент продуктивности, т.е. отношение дебита нефти к перепаду между пластовым и забойным давле-

ниями [25]. Он предложил прогнозные формулы для расчета коэффициента продуктивности многих месторождений Западной Сибири. Мы не будем приводить эти формулы ввиду их громоздкости. В качестве их аргументов используются геофизические характеристики, мощность объектов (эффективная), а также коэффициенты песчанистости и расщепленности объектов, оцененные по данным ГИС. По всей вероятности, прогнозные формулы можно было бы существенно упростить, если бы связь исследовалась не между самими характеристиками, а между их логарифмами, т.е. коэффициент продуктивности рассматривался как произведение (а не как сумма) функций от измеряемых характеристик. Такой выбор прогнозной модели оказался оправданным в задаче прогноза нефтеотдачи (см. гл. 7).

В рассмотренных примерах изучались корреляционные связи для прогноза дебитов нефти и газа. Но можно пойти и другим путем, используя теоретические формулы для прогноза дебитов, а характеристики, в них входящие, оценивать по косвенным данным, в частности по данным ГИС. Идея такого подхода к оценке дебитов газа была высказана А.В. Бубновым [46]. Задача прогноза дебитов газа до испытаний скважин актуальна для любых продуктивных отложений любого нефтегазоносного района, особенно в тех случаях, когда при испытаниях пластов получают непромышленные притоки газа, несмотря на то что по данным ГИС эти пласты оцениваются как продуктивные. Такая картина характерна, в частности, для ряда газоконденсатных месторождений Якутии. Очень часто при получении непромышленных дебитов проводилась длительная и дорогостоящая интенсификация притоков из пластов, которая оказывалась безуспешной, что приводило к непроизводительным затратам времени и средств.

Для решения вопроса о целесообразности интенсификации притоков разработана и внедрена в производство (ПГО "Ленанефтегазгеология") методика приближенной оценки дебитов газа до испытания скважин по данным ГИС [46]. Эта методика основывается на использовании формулы Дюпюи, полученной для расчета дебитов газа в случае плоско-радиального потока:

$$Q = \frac{\pi k_{\text{пр}} h_{\text{эф}}}{\mu} \frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{\ln(R_k / r_c)} , \quad (6.12)$$

где Q – дебит газа; $k_{\text{пр}}$ – проницаемость коллектора; $h_{\text{эф}}$ – эффективная мощность пласта; μ – вязкость газа; $p_{\text{пл}}, p_{\text{заб}}$ – соответственно пластовое и забойное давления; R_k, r_c – радиусы контура питания и ствола скважины.

Для того чтобы учесть несовершенство степени вскрытия пласта и привести дебит газа к стандартным условиям, формулу (6.12) следует записать в виде

Таблица 8

Сопоставление дебитов газа, рассчитанных по данным геофизических исследований скважин и оцененных в результате промысловых испытаний

Номер скважины	Интервал испытания, м	Интервал обработки, м	$\alpha_{\text{СПВ}}$	$\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}}$	$\Delta T, \text{мс}/\text{м}$	$k_{\text{пр ф.г.'}}, \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	$Q_{\text{р}}^*, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{\text{р}}^*, \text{тыс.м}^3/\text{сут}$	$Q_{\text{р}} \text{ объекта, тыс.м}^3/\text{сут}$	расчетный промысловый
							$h_{\text{зф}}, \text{м}$	$h_{\text{зф}}, \text{м}$		
224	2956,0–2966,0	2956,4–2960,0	0,68	269	1,4	2,4	20,0	46,0	53,0	$d = 14 \text{ мм}$
	2960,8–2965,2	0,68	269	1,4	3,2	26,0	89,0	116,0	116,0	
	2901,0–2916,0	2901,2–2908,4	0,70	303	244	2,9	5,5	39,0	128,0	
225	2908,8–2916,4	0,70	341	236	1,7	4,2	1,0	1,0	1,2	$d = 14 \text{ мм}$
	3053,0–3058,0	3055,0–3056,8	0,46	248	274	0,04	1,2	1,0	1,0	
233	2915,0–2929,0	2917,6–2918,8	0,55	469	250	0,3	1,2	2,0	6,0	$d = 12 \text{ мм}$
	2920,8–2925,2	0,55	828	252	0,3	4,0	7,0	0,0	9,0	
	2901,0–2911,0	2926,8–2930,4	0,45	759	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0	
231	2902,0–2907,6	0,45	966	252	0,0	5,6	0,0	0,0	0,0	$d = 12 \text{ мм}$
	2908,8–2910,4	0,45	800	248	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	
	3425,0–3439,0	3426,4–3438,4	0,82	428	236	8,7	11,2	120,0	120	
227	3024,0–3032,0	3025,8–3027,2	0,47	925	240	0,01	0,8	0,0	22,0	$d = 16 \text{ мм}$
	3030,6–3032,0	0,33	635	248	0,00	1,4	0,0	0,0	22,0	
	3043,0–3048,0	3044,0–3047,2	0,64	331	244	3,4	3,0	22,0	21,7	

$$Q = \frac{\pi k_{\text{пр}} h_{\text{эф}} T_c}{\mu z p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} \frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{\ln \frac{R_k}{r_c} + c}, \quad (6.13)$$

где z — сжимаемость реального газа; $T_{\text{ст}}$, $T_{\text{пл}}$ — стандартная и пластовая температуры; $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление; c — коэффициент, учитывающий несовершенство степени вскрытия пласта.

Входящие в формулу (6.13) параметры можно достаточно уверенно оценить до испытания разведочных скважин. Несовершенство вскрытия пластов также может быть оценено по известным номограммам В.И. Шурова [46]. Некоторые затруднения может вызвать определение радиуса контура питания скважины R_k . Однако поскольку отношение R_k/r_c стоит под логарифмом, даже погрешность в оценке R_k в 2–3 раза не приведет к существенным погрешностям в оценке R_k/r_c .

С учетом сказанного для конкретного объекта (залежи или пласта) формулу (6.13) можно представить в виде:

$$Q = \frac{A}{B} k_{\text{пр}} h_{\text{эф}} (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2), \quad (6.14)$$

где $A = \frac{\pi T_{\text{ст}}}{p_{\text{ат}} p_{\text{пл}}}$; $B = \ln \frac{R_k}{r_c} + C$; A, B, C — коэффициенты, приближенные значения которых можно определить до испытания разведочных скважин.

Разность $p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2$ можно рассчитать для любой депрессии на пласт, выраженной в долях пластового давления. Можно поступить и по-другому, а именно — задавать различные депрессии и для каждой из них рассчитывать дебит газа. Последний подход был использован в специальной подпрограмме "Дебит", подключенной к программе "Хапчагай" [46]. Величины $h_{\text{эф}}$ и $k_{\text{пр}}$ оцениваются либо программой "Хапчагай", либо вручную, с помощью моделей, используемых в этой программе. Величина $k_{\text{пр}}$ оценивалась по формуле для расчета фазовой проницаемости породы по газу, рассмотренной в § 3 гл. 2.

Несмотря на неизбежные погрешности, связанные с рядом допущений и недостаточно точным расчетом отдельных исходных параметров, описанная методика позволяет вполне удовлетворительно оценить дебиты газа. В работе [46] приводится график сопоставления прогнозных и полученных при испытании пластов дебитов газа для продуктивных отложений Виллюйской синеклизы.

В табл. 8 иллюстрируется сходимость прогнозных и фактических дебитов для верхнепермских отложений Средний Тюнг. Испытания пластов проводились на шайбах диаметром 8–16 мм. Было установлено, что это соответствует депрессии на пласт 0,51–0,85. Для расчетов использовали среднее значение депрессии, равное 0,75. Расчетные значения дебитов хорошо согласуются с полученными при испытании пластов.

ГЛАВА 7

ПРИМЕРЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ МНОГОМЕРНЫХ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ МЕЖДУ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ.

§ 1. Примеры прогноза нефтегазоносности

В гл. 5 мы говорили о том, что при рассмотрении вопроса прогноза нефтегазоносности мы ограничимся лишь оценкой нефтегазоносности продуктивных отложений по данным геофизических исследований скважин в процессе локального прогноза нефтегазоносности. Поскольку к моменту такого прогноза об изучаемых отложениях известно очень немного, а петрофизические связи, необходимые для интерпретации данных ГИС, еще не установлены, возникает ряд проблем. Мы остановимся лишь на двух, возникающих в условиях "первой скважины": 1) настройке системы петрофизических моделей и 2) выбору такой системы применительно к геологическим и скважинным условиям, свойственным изучаемым отложениям.

Настройка системы моделей, необходимых для интерпретации данных ГИС в условиях "первой скважины", не может быть выполнена по данным керна, поэтому ее можно попытаться осуществить на основе априорных сведений о каком-то "соседнем" объекте, предположительно аналогичном изучаемому объекту. Такое допущение должно делаться крайне осторожно, так как в настоящее время, хотя принцип аналогии в нефтегазовой геологии и используется очень часто, никаких надежных формальных критериев аналогии геологических объектов, а в нашем случае – аналогии двух разрезов отложений с точки зрения интерпретации данных ГИС не существует.

Несомненно, значительно большую информацию, нежели на основе априорных сведений, мы можем получить из самих данных ГИС, зная, что каждая геофизическая характеристика является определенной (с точностью до коэффициентов) многомерной функцией оцениваемых свойств изучаемых отложений. Для использования такого подхода к оценке коэффициентов системы петрофизических моделей, конечно, прежде всего, нужно выбрать саму систему моделей. В первом приближении мы можем руководствоваться чаще всего только сведениями о литологической характеристике разреза (терригенный или карбонатный разрез). Если в процессе настройки системы петрофизических моделей выяснится, что система выбрана неправильно (об этом мы поговорим дальше), вводятся необходимые корректизы.

В настоящее время совместно с Т.Н. Кольчицкой созданы алгоритмы и программы настройки только для терригенных отложений.

В случае карбонатных отложений такая задача решается вручную. Она облегчается тем, что системы моделей для карбонатных отложений содержат гораздо меньше оцениваемых констант (имеется в виду программа "Карбонаты"), нежели системы для терригенных отложений, используемых в программах "Фиеста" и "Море". На первый взгляд, такое положение может показаться странным, поскольку карбонатные отложения являются значительно более сложным объектом для интерпретации данных ГИС. Поэтому и сами петрофизические модели для них должны быть более сложными, чем для терригенных отложений, и число коэффициентов в них (моделях) должно быть больше. Все это так. Но значительная часть коэффициентов в моделях для карбонатных отложений является физическими свойствами, приводящимися во всех справочных руководствах: плотностью известняка, доломита и т.д.; интервальным временем пробега продольных волн в известняке, доломите и т.д.; кажущейся нейтронной пористостью пород разной литологии. Очень важная константа — структурный коэффициент m в модели электрического сопротивления — в случае карбонатных пород с межгранулярными порами изменяется гораздо меньше, чем в случае терригенных пород. Величину остаточной нефтегазонасыщенности для карбонатных пород в первом приближении можно считать константой, равной 0,2–0,3. Таким образом, для первого варианта интерпретации данных ГИС, когда мы не оцениваем абсолютную и фазовые проницаемости, а выделение коллекторов и определение характера их насыщения производим с помощью величин $k_{\text{в}}$, $k_{\text{ов}}$ и $k_{\text{онг}}$, в случае карбонатного разреза требуется задать константы, описывающие связи показаний ГК с глинистостью, остаточной водонасыщенности с открытой пористостью и глинистостью, а также константы моделей связей $k_{\text{п.нгк}}$ ($k_{\text{п.нгк}}$) и $k_{\text{п.ггк}}$ с открытой пористостью, глинистостью и газонефтенасыщенностью. Большинство этих констант изменяется в довольно узких интервалах и в первом приближении может быть оценено вполне удовлетворительно. Так, содержание химически связанной воды, являющееся константой в модели кажущейся нейтронной пористости, чаще всего равно 0,2–0,3. Другая константа в этой модели, равная разности плотностей известняка и "сухой" глины, обычно равна 0,5–1,0. Константа, характеризующая максимально возможное снижение кажущейся нейтронной пористости из-за влияния газонасыщенности пород, равна 0,5–0,6. Сведения о других константах приводятся в работе [63].

Мы остановимся на автоматизированной методике настройки системы петрофизических моделей только для терригенных пород. Для конкретности будем говорить о системе моделей, используемых в программе "Фиеста" [63]. Задача настройки ставилась так: какими должны быть коэффициенты уравнений, чтобы геофизические характеристики ($\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$, $a_{\text{СП}}$, Δt , $k_{\text{п.нгк}}$, ΔI_{γ}), вычисленные с помощью этих уравнений, наилучшим образом приближались к измеренным.

Таким образом, задача настройки коэффициентов сводится к задаче оптимизации. Различают два типа задач оптимизации: первый – найти минимум функционала, но на каких элементах он достигается, несущественно; второй тип – найти элемент, при котором значение функционала минимально. Задача автоматизированной настройки принадлежит второму типу.

В гл. 4 мы подробно останавливались на различных подходах к решению систем петрофизических взаимосвязей и их настройке. Ниже описаны особенности конкретной реализации одного из алгоритмов настройки системы петрофизических уравнений. В рамках этого подхода задача несколько упрощается (предполагается, что взаимосвязи имеют вид уравнений, грубые ошибки отсутствуют, принцип упорядоченности не используется). С учетом этих ограничений задача автоматизированной настройки системы петрофизических уравнений включает следующие моменты: 1) выбор целевой функции; 2) выбор метода оптимизации; 3) проверку устойчивости решения; 4) проверку качества получаемого решения.

Из-за введенных ограничений (отсутствие грубых ошибок и неравенств) минимизируемый функционал можно просто определить как сумму квадратов относительных расхождений между измеренными и вычисленными значениями геофизических характеристик (в принципе вопрос этот однозначно пока не решается, ибо меры, связанные с минимизацией абсолютных расхождений характеристик или же их логарифмов, также выглядят приемлемыми). В рамках сделанного предположения минимизируемый функционал будет иметь вид

$$F = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^m \left(\frac{Z_{ij} - Z_{ij \text{ выч}}}{Z_{ij}} \right)^2 g_i, \quad (7.1)$$

где g_i – вес i -й модели, который обратно пропорционален дисперсии модели; Z_{ij} , $Z_{ij \text{ выч}}$ – соответственно измеренное и вычисленное значение i -й геофизической характеристики j -го интервала; m – число геофизических характеристик; N – число интервалов разреза.

В дальнейшем для удобства функционал (7.1) будем записывать в виде

$$F = F(\bar{X}), \quad (7.2)$$

где \bar{X} – вектор неизвестных коэффициентов.

Существуют различные методы минимизации функционалов.

Вопрос о выборе метода оптимизации мы подробно обсуждали в гл. 4. При конкретной реализации метода настройки был использован один из наиболее простых и надежных методов – метод конфигураций. К числу его преимуществ относятся возможность работы без аналитического задания производных, простота учета "ящичных ограничений", сравнительно высокая надежность и неплохое быстродействие. Уместно заметить, что именно метод конфигураций применялся в пер-

вом алгоритме автоматизированной настройки и его сходимость была детально исследована в [42]. Этот метод с некоторыми изменениями применялся при нахождении минимизирующего вектора коэффициентов.

При помощи алгоритма минимизации вычисляется последовательность значений $\{\bar{X}_i\}$. Как известно, задача минимизации функционала $F(\bar{X})$ называется устойчивой на множестве M , если всякая минимизирующая последовательность сходится к некоторому элементу \bar{X}_m . Задача называется корректно поставленной, если она разрешима и устойчива. Для решения некорректных и плохо обусловленных задач разработаны различные методы построения устойчивых приближенных решений. Одним из таких методов является метод регуляризации А.Н. Тихонова, который заключается в некотором "исправлении" исходного функционала с помощью стабилизирующего функционала Ω . Исходная задача заменяется задачей минимизации функционала

$$F(\bar{X}) + \gamma \Omega(\bar{X}), \quad (7.3)$$

где γ — параметр регуляризации, минимизирующая последовательность которой сходится к решению исходной задачи.

Различные варианты экстремальных задач и стабилизирующих функционалов рассмотрены в работах А.Н. Тихонова.

В большинстве практических задач трудно проверить теоретически устойчивость полученного решения, однако, поскольку мы имеем дело с приближенной системой петрофизических уравнений (каждое уравнение имеет какую-то случайную погрешность и геофизические характеристики известны с некоторыми погрешностями) и кроме того большинство обратных задач являются некорректно поставленными, естественно предположить, что задача настройки системы петрофизических уравнений некорректна. Это обстоятельство было учтено при выборе функционала F и некоторых ограничений на минимизирующую последовательность.

Функционал (7.1), по сути дела, является средней квадратической погрешностью восстановления геофизических характеристик и представляет собой случайную ошибку. Решение, полученное путем минимизации функционала (7.1), может содержать систематическую ошибку. Для исключения систематической ошибки в восстановлении геофизических характеристик к функционалу (7.1) надо добавить член, представляющий собой квадрат систематической ошибки. Таким образом, функционал F будет равен сумме квадратов случайной и систематической погрешностей, а именно

$$F = F(\bar{X}) = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^m \left(\frac{Z_{ij} - Z_{ij} \text{ выч}}{Z_{ij}} \right)^2 g_i + \sum_{i=1}^m \left(\sum_{j=1}^N (Z_{ij} - Z_{ij} \text{ выч}) \right)^2 g_i \quad (7.4)$$

Аддитивная составляющая (систематическая погрешность) функ-

ционала F может рассматриваться как стабилизирующий функционал, вид которого определен требованиями задачи настройки.

Для того чтобы удержать решение в окрестности точки минимума, можно также ввести некоторые ограничения, суживающие область изменения вектора \bar{X} . Эти ограничения определяются физическим смыслом коэффициентов уравнений.

Вопрос проверки качества получаемых решений можно исследовать лишь на основе анализа работы конкретной программной реализации алгоритма (работа первой программы, реализующей алгоритм настройки, подробно исследовалась на искусственно сгенерированных тестах [42].

Возможности изложенного подхода анализировались на основе изучения свойств реализующей его программы PNGD [28]. Программа написана на языке Фортран IV для ЭВМ серии ЕС. С помощью этой программы по данным ГИС оценивается примерно 80 % всех коэффициентов системы уравнений для программы "Фиеста".

Входными параметрами программы являются вектор начальных значений коэффициентов \bar{X}_0 , вектор начального шага DH, ускоряющий параметр a , число ϵ для остановки.

Программа настройки по геофизическим данным PNGD была опробована на материалах Среднетунгского месторождения Якутии, Великобубновского месторождения Днепровско-Донецкой впадины и ряда месторождений северной части ее. При этом проводились следующие исследования.

1. Изучалась возможность настройки коэффициентов уравнений тремя различными способами. В первом варианте настройки определялись одновременно все коэффициенты (их всего 9). Во втором варианте значения коэффициентов определялись последовательно. Сначала настраивалась группа коэффициентов, не зависящая от показаний НГК. При этом три коэффициента, входящие в модель показаний НГК (кажущейся нейтронной пористости), оставались постоянными, а затем настраивались отдельно. В третьем варианте также осуществлялась последовательная настройка, но на первом этапе показания НГК исключались из комплекса геофизических методов. Для всех трех вариантов изучалась эффективность определения характера насыщения, сравнивались оценки открытой пористости, полученные при комплексной интерпретации данных ГИС с настроенными коэффициентами, с открытой пористостью по керну. Значения статистических характеристик геофизических параметров и открытой пористости приведены в табл. 9, где использовались обозначения: $S(Z)$, $R(Z)$ – среднее квадратическое отклонение и коэффициент корреляции измеренных и восстановленных значений параметров.

Анализ табл. 9 показывает, что наилучшим образом восстанавливаются геофизические характеристики при одновременной настройке всех коэффициентов. Также хорошо восстанавливаются все геофи-

Значения статистических характеристик геофизических параметров и открытой пористости для трех различных вариантов настройки

Параметры	Варианты		
	1	2	3
$\bar{k}_{\text{п.к}}$	0,141	0,141	0,141
$\bar{k}_{\text{п.г}}$	0,144	0,163	0,162
$S(k_{\text{п}})$	0,0239	0,0304	0,0290
$R(k_{\text{п}})$	0,709	0,783	0,788
$a_{\text{СП}}$	0,792	0,792	0,792
$a_{\text{СП.выч}}$	0,827	0,768	0,814
$S(a_{\text{СП}})$	0,109	0,102	0,093
$R(a_{\text{СП}})$	0,899	0,918	0,923
$\bar{k}_{\text{п.нгк}}$	0,158	0,158	0,158
$\bar{k}_{\text{п.нгк.выч}}$	0,158	0,171	0,170
$S(k_{\text{п.нгк}})$	0,027	0,043	0,040
$R(k_{\text{п.нгк}})$	0,789	0,281	0,394
$\bar{\Delta t}$	235	235	235
$\bar{\Delta t}_{\text{выч}}$	230	239	241
$S(\Delta t)$	0,042	0,044	0,045
$R(\Delta t)$	0,707	0,728	0,745
$\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$	437	437	437
$\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в.выч}}$	440	444	439
$S(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}})$	0,046	0,060	0,036
$R(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}})$	0,999	0,999	0,999
Эффективность определения характера насыщения, %	86,8	83,8	86,8

зические параметры (за исключением $k_{\text{п.нгк}}$) в третьем варианте настройки. Этот вариант может применяться при настройке коэффициентов по комплексу данных ГИС, в котором отсутствуют показания НГК. Недостатком настройки коэффициентов без данных НГК является наличие систематической погрешности в оценке коэффициента пористости. При настройке по комплексу ГИС, содержащему показания НГК, эта погрешность отсутствует.

2. Сравнивалась эффективность настройки коэффициентов геофизических уравнений по программе PNGD для трех месторождений. Статистические характеристики геофизических параметров Среднетюнгского месторождения, Великобубновского месторождения и отложений северной части Днепровско-Донецкой впадины приведены в табл. 10.

Таблица 10

Статистические характеристики геофизических параметров, восстановленных в результате автоматической настройки коэффициентов петрофизических уравнений

Статистические характеристики	Среднетюнгское месторождение	Северная часть Днепровско-Донецкой впадины	Великобубновское месторождение
$\bar{\alpha}_{\text{СП}}$	0,576	0,792	0,824
$\bar{\alpha}_{\text{СП.выч.}}$	0,578	0,827	0,736
$S(\bar{\alpha}_{\text{СП}})$	0,062	0,109	0,129
$R(\bar{\alpha}_{\text{СП}})$	0,949	0,899	0,853
$\bar{\Delta t}$	274	235	243
$\bar{\Delta t}_{\text{выч}}$	269	230	241
$S(\bar{\Delta t})$	0,041	0,042	0,052
$R(\bar{\Delta t})$	0,801	0,710	0,731
$(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}})$	114,3	437	542
$(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в.выч}})$	114,7	440	549
$S(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}})$	0,0065	0,046	0,057
$R(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}})$	0,999	0,999	
$\bar{k}_{\text{п.НГК}}$	—	0,158	0,217
$\bar{k}_{\text{п.НГК.выч}}$	—	0,158	0,177
$S(k_{\text{п.НГК}})$	—	0,027	0,043
$R(k_{\text{п.НГК}})$	—	0,789	0,710
$\bar{k}_{\text{п.к}}$	0,211	0,141	0,173
$\bar{k}_{\text{п.г}}$	0,222	0,144	0,161
$S(k_{\text{п}})$	0,029	0,024	0,049
$R(k_{\text{п}})$	0,563	0,709	0,48

Как видно из табл. 10, по данным Среднетюнгского месторождения геофизические параметры восстанавливаются наилучшим образом. В оценке открытой пористости присутствует небольшая систематическая погрешность. По аналогии с предыдущим случаем это предположительно можно объяснить отсутствием в комплексе ГИС данных НГК. С полученными коэффициентами по программе "Фиеста" проводилась интерпретация данных ГИС по 143 однородным интервалам разреза.

Хуже восстанавливаются геофизические параметры по данным Великобубновского месторождения и материалам отложений северной части Днепровско-Донецкой впадины. Для того чтобы понять, почему получились разные результаты настройки по трем объектам, рассмотрим распределения геофизических параметров (рис. 6, 7). Выборка однородных интервалов Среднетюнгского месторождения характеризуется ярко выраженным двумодальным распределением па-

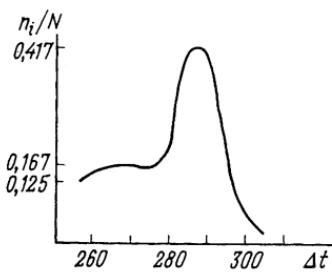
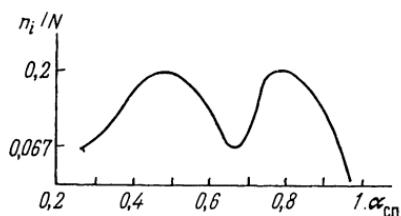


Рис. 6. Кривые распределения геофизических параметров для нижнетриасовых отложений Среднетюнгской площади:

1 и 2 – соответственно продуктивный и водоносный интервалы

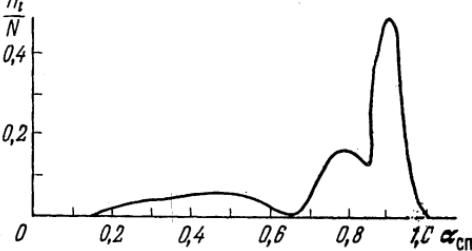
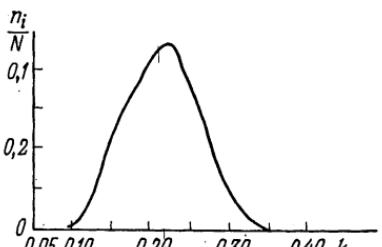
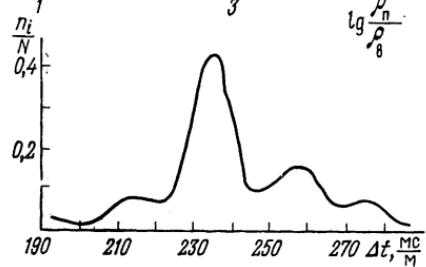
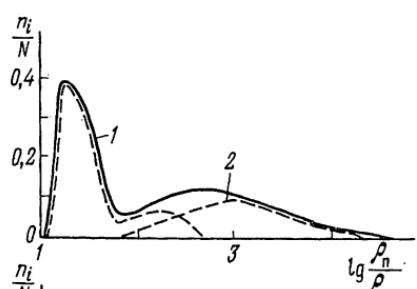
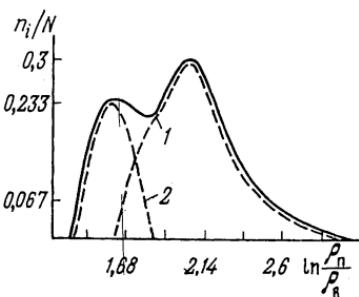


Рис. 7. Кривые распределения геофизических параметров для продуктивных отложений Великобубновской площади Днепровско-Донецкой впадины:

1 и 2 – соответственно водоносный и продуктивный интервалы

раметров $\alpha_{\text{СП}}$, $\lg(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}})$ и Δt . Кроме того, значения $\alpha_{\text{СП}}$ равномерно распределены во всей области задания этой характеристики, т.е. от нуля до единицы. Выборки двух других месторождений практически не содержат плотных интервалов, большинство значений $\alpha_{\text{СП}}$ близко к единице, распределения $\alpha_{\text{СП}}$ существенно неравномерны. Распределения $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$, построенные отдельно для водоносных и продуктивных

интервалов, имеют большое пересечение, и это, несомненно, отражается на качестве настройки. Характер распределения параметра Δt для Великобубновской площади говорит о том, что данная выборка представляет собой неоднородные отложения, что, очевидно, и влияет на качество настройки.

На основании изложенного можно сделать следующий вывод: для эффективности настройки констант системы петрофизических моделей по данным ГИС необходимо, чтобы выборка, по которой оцениваются коэффициенты, а) состояла из интервалов, имеющих значения геофизических параметров, равномерно распределенные во всей области их изменения и б) чтобы число мод распределений геофизических параметров (Δt , $a_{\text{СП}}$, $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$) равнялось числу выделяемых классов в программе комплексной интерпретации данных ГИС. По программе "Фиеста" выделяются два класса коллекторов: водоносный и продуктивный. Следовательно, распределения указанных геофизических параметров должны быть двумодальными. Геофизические показания, соответствующие плотным породам, образуют "хвосты" распределений соответствующих показаний продуктивных и водоносных классов и не образуют дополнительные моды распределений (по крайней мере, в использованных нами выборках).

3. Полученное по программе PNGD решение (коэффициенты петрофизических уравнений) может в дальнейшем быть использовано при интерпретации данных ГИС, если оно устойчиво и не зависит от начального приближения. Полученное решение будет считаться устойчивым, если при изменении начального вектора \bar{X}_0 изменения в значениях восстановленных параметров незначительны.

Устойчивость решения задачи настройки проверялась по выборке интервалов Среднетюнгского месторождения. Задавались различные значения \bar{X}_0 (\bar{X}_{01} , \bar{X}_{02} , \bar{X}_{03}) и сравнивались восстановленные значения геофизических параметров, полученные при различных начальных приближениях вектора коэффициентов. Средние квадратичные отклонения восстановленных значений $a_{\text{СП}}$ от измеренных равны соответственно 0,0345; 0,0335; 0,0344. Коэффициент корреляции для $a_{\text{СП}}$ и $a_{\text{СП выч}}$ равен 0,986; 0,986; 0,985. Также практически остаются постоянными средние квадратичные отклонения и коэффициенты корреляции для $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$ и $(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}})_{\text{выч}}$ и Δt и $\Delta t_{\text{выч}}$, а именно: $S(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}) = 0,0069$; 0,007; 0,0074; $R(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}) = 0,999$ для всех трех вариантов счета; $S(\Delta t) = 0,045$; 0,047; 0,0465; $R(\Delta t) = 0,639$; 0,64; 0,644. Таким образом, решение, полученное по программе PNGD, не зависит от начального приближения \bar{X}_0 .

4. До сих пор ничего не было сказано о коэффициентах петрофизических моделей, которые не настраиваются. К ним относятся следующие "медленно изменяющиеся" константы: структурные коэффициенты c и t модели, описывающей связь электропроводности породы с ее водонасыщенной пористостью, глинистостью и минерали-

зацией пластовой воды, а также константы A_5 и A_6 в модели, описывающей связь показаний ГК с глинистостью породы (см. соотношение в § 3 гл. 3). Обработка данных ГИС по программе "Фиеста" проводилась в двух вариантах: в первом варианте – система петрофизических уравнений настраивалась по программе PNGD со стандартными значениями коэффициентов: $c = 1$, $m = 2$, $A_5 = 0,7$, $A_6 = 1,3$; во втором – значения рассматриваемых коэффициентов оценивались по программе настройки по данным керна – PNKD. На основании полученных результатов можно сделать вывод о резком улучшении качества настройки, если коэффициенты c , m , A_5 и A_6 будут предварительно оценены по данным керна.

Таким образом, мы можем констатировать, что даже в условиях "первой скважины" в ряде случаев (представительная выборка, равномерно отражающая область изменения геофизических параметров, двумодальный характер распределений геофизических параметров) удается вполне удовлетворительно настроить систему петрофизических уравнений на конкретные геологические и скважинные условия. Несомненно, это позволит существенно повысить эффективность данных ГИС на ранних стадиях поисковых работ на нефть и газ.

Выбор системы петрофизических моделей. Решение этой задачи не может быть получено при полном отсутствии априорной информации об изучаемых отложениях. В самом первом приближении нужно хотя бы знать тип разреза – терригенный или карбонатный. Если это известно, в случае карбонатных отложений выбирается достаточно универсальная система петрофизических моделей, используемая в программах "Карбонаты" или "Карбонаты – Универсал". В дальнейшем, по мере накопления новых данных, в систему моделей вносятся корректизы, учитывающие, например, наличие битумов в матрице породы (Тенгизское месторождение Прикаспийской впадины), сведения о литологическом составе изучаемых отложений (например, ряд месторождений рифового типа имеет коллекторы, представленные известняком при практическом полном отсутствии доломита и других пород), сведения о характере вторичной пористости (что позволяет оценить влияние вторичной пористости на структурный коэффициент m в модели электропроводности) и т.д.

В случае терригенных отложений прежде всего решается вопрос – какие это отложения – типичные или не типичные. В первом случае используется система петрофизических моделей программы "Фиеста", во втором – программы "Море".

Для ответа на вопрос о типе терригенных отложений можно провести параллельную обработку данных ГИС по обеим программам с предварительной автоматизированной или "ручной" настройкой коэффициентов. В результате анализа различных оценок глинистости и открытой пористости, получаемых и в программе "Фиеста", и в программе "Море" можно выяснить, какой вариант интерпретации более

правдоподобен. Так, если оценки глинистости и пористости, получаемые по данным метода СП, окажутся аномальными, ясно, что изучаемые отложения являются нетипичными и для интерпретации ГИС надо использовать программу "Море".

Следующий шаг — выявление возможной недоуплотненности отложений. Он может быть сделан, если хотя бы ориентировочно известны продуктивная и водоносная части разреза. Тогда, анализируя прогнозируемый по данным ГИС характер насыщения отложений и сравнивая различные оценки открытой пористости, можно по попаданию в аномальные оценки величин $k_{\text{пп}}$, получаемых по данным методов сопротивления и акустического, обнаружить недоуплотненность отложений. После этого требуется задать структурный коэффициент m в модели электропроводности и коэффициент уплотненности $c_{\text{упл}}$ в модели кажущейся акустической пористости в виде линейных функций глубины. Эти коэффициенты изменяются соответственно от 1,3 и 2,7÷3 в верхней части разреза до 2,0 и 1,0 на глубине, соответствующей полному уплотнению отложений. Рассмотренный подход был успешно применен при изучении шельфовых месторождений о-ва Сахалин, отложений Гыданского полуострова и др. В разных районах "верхняя точка" недоуплотненности колеблется от 400 до 800 м, а глубина, начиная с которой породы уже полностью уплотнены, — от 2200 до 2900 м.

Рассмотрим несколько примеров оценки нефтегазоносности отложений по данным ГИС на ранних стадиях поисково-разведочных работ.

Эффективность прогноза нефтегазоносности по данным ГИС зависит от адекватности петрофизических моделей реальным взаимосвязям между свойствами нефтегазоносных отложений и от правильности настройки этих моделей на конкретные условия. О настройке мы уже говорили. Сейчас мы попытаемся показать преимущества используемых в программах "Фиеста", "Море", "Карбонаты" систем петрофизических моделей (именно эти модели мы и рассматривали в настоящей книге) перед системами моделей, используемых в других программах и комплексах обработки данных ГИС, как отечественных, так и зарубежных. Рассматривая ранее отдельные модели, мы уже обсуждали их преимущества перед "традиционными" моделями: принципиально иной подход к учету влияния глинистости на взаимосвязь относительного сопротивления пород с водонасыщенной пористостью; физически обоснованное введение в петрофизические модели открытой пористости глин, не равной в общем случае нулю (в программах фирмы Шлюмберже глина имеет пористость, равную нулю); выделение коллекторов и оценка характера их насыщения по характеристикам остаточной водонасыщенности $k_{\text{ов}}$ и нефтегазонасыщенности $k_{\text{онг}}$. Проследим эти преимущества на конкретных примерах.

Первый пример иллюстрирует преимущества описываемых систем моделей при изучении так называемых низкоомных терригенных отложений. Эти отложения имеют практически неразличимые величины

удельных сопротивлений как в продуктивной, так и в водоносной частях разреза. В частности, такими отложениями являются регионально продуктивные в Днепровско-Донецкой впадине отложения горизонта В-26. При традиционной методике интерпретации данных ГИС нефтегазонасыщенность этого горизонта не оценивалась. Его продуктивность определялась лишь в результате испытаний пласта.

Как видно из табл. 11, продуктивные, водоносные и плотные интервалы не различаются ни по относительному сопротивлению, ни по каждому из остальных геофизических параметров. Поэтому традиционные методики и оказываются неэффективными при выделении коллекторов и оценке характера их насыщения. В то же время использование программы "Талалаевка" (созданной в 1977 г. и использующей практически ту же систему петрофизических уравнений, что и программы "Хапчагай" и "Фиеста" [1, 63]) позволило оценивать характер насыщения коллекторов горизонта В-26 с эффективностью, превышающей 80 %. В табл. 11 приведено несколько примеров оценки характера насыщения и количественного определения нефтегазонасыщенности отложений В-26.

Полученные оценки хорошо согласуются с результатами испытаний пластов.

Таблица 11

Примеры оценки характера насыщения в отложениях горизонта В-26 Талалаевской площади Днепровско-Донецкой впадины с помощью программы "Талалаевка"

Номер скважины	Интервал, м	$\frac{\rho_p}{\rho_v}$	$\alpha_{СП}$	$\Delta t, \frac{мкс}{м}$
5	4319,0–4324,0	392	0,89	214
6	3734,0–3735,0	312	0,50	212
13	3583,0–3593,0	206	0,90	252
	3612,0–3624,0	125	0,58	240
15	3543,0–3549,0	100	1,00	244

Продолжение таблицы 11

Номер скважины	k_p	$k_{нг}$	Характер насыщения	
			по геофизическим данным	по испытаниям
5	0,14	0,4	Продукты+вода	Вода с растворенным газом
6	0,08	0,0	Плотный	Сухой
13	0,17	0,70	Продукты	Нефть
	0,15	0,0	Вода	Вода
15	0,19	0,5	Продукты	Нефть

Анализ результатов изучения отложений горизонта В-26 показал следующее. Эти отложения содержат довольно много остаточной воды — 30–50 % порового пространства. Остаточная водонасыщенность снижает (по сравнению с чистыми породами) сопротивление продуктивных коллекторов, а повышенная глинистость при высокой минерализации пластовой воды способствует увеличению сопротивления водонасыщенных коллекторов (по сравнению с чистыми водонасыщенными коллекторами). Если при этом еще и пористость водонасыщенных коллекторов окажется немного меньше пористости продуктивных коллекторов, то может возникнуть ситуация, когда водонасыщенный коллектор имеет сопротивление более высокое, чем продуктивный коллектор. Ясно, что традиционный метод выделения продуктивных коллекторов, опирающий параметром увеличения сопротивления, будет здесь бессильным. В то же время, как уже говорилось, программа "Талалаевка" решает эту задачу вполне удовлетворительно.

В качестве второго примера, проанализированного совместно с А.М.К. Бассалем, рассмотрим результаты оценки нефтенасыщенности отложений нубийской свиты одной из площадей района Суэцкого залива по данным ГИС с помощью программы SARABAND (фирма Шлюмберже) и с помощью программы "Море". Нубийская свита в районе Суэцкого залива регионально нефтеносна. Но на рассматриваемой площади она водоненосна. По программе SARABAND водонасыщенность всех изученных интервалов разреза близка к единице (более 0,75). В то же время, как видно из табл. 12, по результатам программы "Море" ряд интервалов с повышенной глинистостью имеет водонасыщенность 0,5–0,6. Если по программе SARABAND открытая пористость таких интервалов или близка к нулю или даже равна нулю, то по программе "Море" она во всех случаях существенно отлична от нуля.

Данные керна и результаты испытаний пластов подтвердили правильность интерпретации данных ГИС с помощью программы "Море" и позволили подтвердить в ряде интервалов разреза довольно существенное содержание (до 0,5) остаточной нефти [4].

И наконец, в последнем примере показано, как в очень сложном случае, связанном с карбонатными коллекторами, имеющими сложную структуру порового пространства и существенную остаточную нефтенасыщенность, с помощью программы "Карбонаты – Универсал" удалось уверенно оценить характер насыщения. Речь идет об одном из месторождений Ливии. Для отложений этого месторождения характерна большая величина вторичной пористости. В результате ее влияния резко снижается сопротивление продуктивных пород. Попытка при обработке данных ГИС с помощью программы CORIBAND волевым образом задавать структурный коэффициент m в модели электропроводности равным 1,5 (при $k_{\text{п.втор}} = 0,05$) не позволила отделить нефтенасыщенные интервалы от водонасыщенных. Ниже во-

Таблица 12

Результаты оценки водонасыщенности отложений нубийской свиты площади FF-66 района Суэцкого залива по данным ГИС

ΔI_γ	SARABAND			”Море”		
	$k_{\text{пп}}$	$k_{\text{гл}}$	$k_{\text{в}}$	$k_{\text{пп}}$	$k_{\text{гл}}$	$k_{\text{в}}$
0,00	0,23	0,00	0,80	0,230	0,00	0,800
0,51	0,09	0,51	1,00	0,139	0,276	0,827
0,86	0,00	0,86	—	0,080	0,622	0,534
0,72	0,22	0,49	0,23	0,238	0,502	0,241
1,00	0,04	0,72	1,00	0,119	0,750	0,520
0,03	0,22	0,10	0,77	0,231	0,014	0,604
0,72	0,05	0,89	1,00	0,102	0,373	0,782
1,00	0,08	0,73	0,75	0,139	0,754	0,449
1,00	0,10	0,76	0,75	0,171	0,763	0,524
1,00	0,05	1,00	1,00	0,133	0,647	0,544
0,86	0,03	0,86	1,00	0,106	0,545	0,244
0,06	0,22	0,00	0,70	0,214	0,015	0,550

донафтяного контакта, установленного по результатам испытаний скважин, чаще всего водонасыщенность оказывалась существенно меньше единицы (0,5–0,7).

Обработка данных ГИС с помощью программы "Карбонаты–Унивесал" показала, что в изучаемых отложениях присутствует довольно много остаточной нефти. Для оценки $k_{\text{он}}$ была использована корреляционная связь $k_{\text{он}} = f(k_{\text{пп}}, k_{\text{ов}})$, установленная по данным керна. Выделение коллекторов и определение их характера насыщения производились по величинам фазовых проницаемостей, по методике, рассмотренной в гл. 5 настоящей книги. Для расчета фазовых проницаемостей использовались формулы фирмы Шлюмберже. В знаменатель формулы для фазовой проницаемости по воде был включен дополнительный член – $k_{\text{он}}$:

$$k_{\text{пр.ф.в}} = k_{\text{пр.абс}} \left(\frac{k_{\text{в}} - k_{\text{ов}}}{1 - k_{\text{ов}} - k_{\text{он}}} \right)^3; \quad (7.5)$$

$$k_{\text{пр.ф.н}} = k_{\text{пр.абс}} \left(\frac{1 - k_{\text{в}} - k_{\text{он}}}{1 - k_{\text{ов}} - k_{\text{он}}} \right)^2. \quad (7.6)$$

В качестве абсолютной проницаемости $k_{\text{пр.абс}}$ в данном случае рассматривалась проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, так как при изучении в лабораторных условиях фазовые проницаемости нормировались именно с помощью этой характеристики. Кроме того, на основании результатов лабораторных исследований была установлена корреляционная связь проницаемости по нефти

Таблица 13

Результаты выделения коллекторов и оценки их нефтенасыщенности для карбонатных отложений Ливии по данным ГИС с помощью программы "Карбонаты – Универсал"

m	$\frac{\rho_p}{\rho_b}$	k_p	$k_{p.\text{втор}}$	k_b	$k_{\text{ов}}$	$k_{\text{он}}$	Характер насыщения
Скважина с водонефтяным контактом							
1,691	435	0,18	0,035	0,20	0,25	0,427	Продукт
1,551	326	0,20	0,067	0,15	0,16	0,386	"
1,395	196	0,17	0,075	0,20	0,20	0,455	"
1,450	761	0,15	0,047	0,07	0,07	0,444	"
1,320	217	0,12	0,058	0,19	0,20	0,552	"
1,30	76	0,20	0,136	0,22	0,24	0,391	"
1,536	39	0,19	0,065	0,52	0,26	0,410	Вода
1,603	76	0,15	0,036	0,52	0,35	0,479	"
Скважина с водоносными отложениями							
1,372	33	0,18	0,088	0,55	0,40	0,447	Вода
1,457	33	0,15	0,052	0,70	0,34	0,300	"
1,499	43	0,14	0,045	0,64	0,35	0,357	"
1,613	54	0,14	0,031	0,66	0,34	0,340	"
1,790	185	0,12	0,011	0,490	0,32	0,511	"

и эффективной пористости, которая была включена в программу "Карбонаты–Универсал".

Из табл. 13 видно, что благодаря использованию характеристики $k_{\text{он}}$, $k_{\text{ов}}$ и k_b , а также благодаря расчету коэффициента для каждого интервала разреза (по формуле Расмусса) удается решить задачу выделения водоносных и нефтеносных коллекторов и оценки нефтенасыщенности.

Легко убедиться по результатам, приведенным в табл. 13, что с помощью традиционного подхода к интерпретации данных ГИС, реализованного даже на очень высоком уровне (в программе CORIBAND), не удалось бы оценить характер насыщения коллекторов в рассмотренном случае.

§ 2. Примеры оценки нефтеотдачи по промысловым и технологическим характеристикам залежей на разных стадиях их разработки

В гл. 6 рассмотрены методологические вопросы исследования многомерных моделей, описывающих взаимосвязи нефтеотдачи залежей с их геолого-технологическими характеристиками. Остановимся на практической реализации этих положений, основываясь на исследовании

дованиях, проведенных совместно с К.М. Аджаем. Прежде всего рассмотрим вопрос выбора того момента (или тех моментов) процесса разработки, для которого (для которых) следует осуществлять прогноз нефтеотдачи. Обычно влияние геолого-технологических факторов на нефтеизвлечение исследуют и прогнозируют для какого-то фиксированного момента разработки, например, при значениях обводненности, равных 20, 50, 70 % и т.д. При этом некоторые исследователи приравнивают определенные усредненные для всех исследуемых объектов значения характеристик, при которых проводится исследование, например, обводненность, объем внедрившейся жидкости через залежь и др., на той или иной стадии разработки, считая при этом, что полученные результаты изучения и прогноза адекватны реальным процессам, происходящим на этих стадиях. Однако, как показывает геолого-промышленная практика, характер динамики основных показателей разработки эксплуатационных объектов неоднозначен и многообразен. Поэтому такое унифицирование значений параметров может привести в некоторых случаях к серьезным погрешностям.

Мы предлагаем при изучении влияния геолого-технологических факторов на процесс нефтеизвлечения определять характеристики в пределах стадий разработки для каждого конкретного объекта в отдельности, что позволит учесть все возможные варианты и особенности динамики показателей разработки различных залежей.

Следует заметить, что при проведении таких расчетов большое значение имеет достаточно точное определение границ между стадиями разработки нефтяных объектов (согласно [22] весь процесс разработки мы будем подразделять на четыре стадии). На основании анализа существующих рекомендаций по этому вопросу в качестве метода такого определения принят самый распространенный и апробированный метод, основанный на изучении кривой изменения среднего годового темпа добычи нефти по данному объекту [22]. Суть этого метода сводится к следующему. Вторая стадия охватывает годы максимальной добычи и примыкающие к ним годы, имеющие уровень добычи не менее 90 % от максимального. Годы, предшествующие второй стадии, относят к первой стадии разработки. Границу между второй и третьей стадиями проводят перед первым годом с добычей, меньшей 90 % от максимальной добычи. Границу между третьей и четвертой стадиями проводят по точке пересечения кривой динамики добычи нефти с линией темпа разработки, значение которой равно 2 %.

Для изучения моделей нефтеизвлечения на каждой из четырех стадий разработки была подготовлена выборка по 70 эксплуатационным объектам, представленным терригенными породами.

В многомерный анализ были включены следующие три группы характеристик.

1. Геологические характеристики: нефтенасыщенная толщина h ; площадь нефтеносности F ; открытая пористость $k_{\text{пп}}$; проницаемость

$k_{\text{пп}}$; коэффициент песчанистости $k_{\text{песч}}$; коэффициент гидропроводности $k_{\text{пп}} h/\mu$; относительная вязкость пластовой нефти μ_0 .

2. Технологические характеристики: темп добычи жидкости $T_{\text{ж}}$, плотность сетки скважин S .

3. Показатели разработки, зависящие как от геологических, так и от технологических характеристик: коэффициент нефтеизвлечения η ; обводненность B ; водонефтяной фактор – ВНФ; объем внедрившейся жидкости по отношению к начальному поровому нефтенасыщенному объему залежи – t ; характеристика "предыстории" разработки $\eta_{\text{пр}}$, отражающая влияние всех названных выше характеристик на предшествующей стадии.

В качестве характеристики предыстории мы использовали величину нефтеизвлечения на предшествующей исследуемой стадии разработки.

В процессе разработки нефтяных залежей, как правило, происходит изменение всех характеристик, влияющих на нефтеизвлечение, в том числе и геолого-физических характеристик. Из-за нерегулярности контроля данные об изменении этих характеристик в процессе разработки отсутствуют. Поэтому мы не могли учесть их изменения [3] и условно принимали значения геолого-физических характеристик на всех стадиях разработки постоянными.

Для анализа были взяты значения показателей разработки, характеризующие следующие моменты разработки объектов:

конец I стадии (или начало II стадии);

конец II стадии (начало III стадии);

конец III стадии (начало IV стадии);

последний год IV стадии по объектам, где извлечено свыше 90 % извлекаемых запасов.

Практика показывает, что продолжительность IV стадии, как и остальных стадий разработки разных объектов, неодинакова. При достижении высокого уровня использования запасов за основной период разработки (порядка 80–90 %) в завершающей стадии значение среднегодового темпа отбора нефти изменяется в очень узком диапазоне, поэтому его можно считать условно постоянным.

Для возможности выбора наилучшего уравнения, описывающего связь нефтеизвлечения на каждой стадии разработки с геолого-технологическими характеристиками и показателями разработки, строилось несколько вариантов аппроксимационных уравнений. Использовались два вида моделей. Первый – мультипликативная модель, т.е. уравнение, представляющее нефтеотдачу в виде произведения. Каждый сомножитель является функцией какой-то одной характеристики (в случае полинома первой степени), функцией квадрата характеристики или функцией произведения двух характеристик (в случае полинома второй степени). Если исходить из общих физических представлений, то модель нефтеизвлечения в виде произведения функций

одной или нескольких характеристик кажется нам наиболее адекватной реальной закономерности.

Второй вид используемых моделей – аддитивная функция, когда нефтеизвлечение представлено как функция отдельных слагаемых. При этом все характеристики нормировались и центрировались, что позволило искусственно растянуть диапазоны изменения характеристик, главным образом коэффициента нефтеизвлечения, в тех случаях, когда диапазоны изменения были слишком узкими (погрешность прогноза нефтеизвлечения оказывалась близкой к среднему квадратичному отклонению распределения этой характеристики). Чтобы в случае нормированных характеристик построить мультипликативную модель, нужно сначала все характеристики, в том числе и коэффициент нефтеизвлечения, прологарифмировать, построить приближающий полином, а потом перейти к антилогарифмам. Но нормированные характеристики принимают как положительные, так и отрицательные значения. Поэтому их логарифмировать нельзя, а значит, нельзя воспользоваться мультипликативной моделью.

Помимо варьирования вида моделей для выбора наилучшего уравнения применялись различные пороги, позволяющие уменьшать длину приближающего полинома.

В результате проведенного анализа были выбраны следующие модели:

для I стадии разработки

$$\ln \eta = 3,501 + 0,861 \ln \tau + 0,084 \ln S + 0,061 \ln \frac{k_{\text{пп}} h}{\mu} + 0,027; \quad (7.7)$$

для II стадии разработки

$$\ln \eta = 4,598 + 0,753 \ln \tau - 0,182 \ln \mu_0 - 0,019 (\ln B)^2 + 0,006 \ln \text{ВНФ} \ln S; \quad (7.8)$$

для III стадии разработки

$$\ln \eta = 3,507 + 0,361 \ln \tau - 0,221 \ln \mu_0 + 0,205 \ln \eta_{\text{пп}}; \quad (7.9)$$

для IV стадии разработки

$$\ln \eta = 1,858 + 0,567 \ln \eta_{\text{пп}}. \quad (7.10)$$

Коэффициенты множественной корреляции для полученных связей колеблются в диапазоне $0,87 \div 0,90$. В каждой из построенных моделей оценена информативность каждого члена. Однако на основании этих оценок нельзя сделать вывод о влиянии той или иной характеристики на нефтеизвлечение, так как показатели разработки являются функциями геологических и технологических характеристик, вид которых нам неизвестен. Поэтому, получив оценку информативности какого-либо показателя разработки относительно коэффициента нефтеизвлечения, мы не можем выявить, какая доля этой информативности отражает непосредственное влияние показателя разработки на η , а какая

опосредствованно отражает влияние геологических и технологических характеристик залежей. Так, в модель для IV стадии разработки вошел лишь один параметр предыстории. Но это не значит, что нефтеизвлечение на IV стадии разработки не зависит от геолого-технологических характеристик залежей. Сам параметр предыстории является сложной функцией геологических и технологических характеристик залежей, а также показателей разработки на предшествующей стадии разработки. Из рассмотрения модели (7.10) можно сделать вывод о том, что основной вклад в прогнозное значение коэффициента нефтеизвлечения дают параметры, описывающие процесс нефтеизвлечения на предшествующих стадиях разработки (в данном случае — на первых трех стадиях).

Для исследования влияния отдельных характеристик залежей и показателей разработки на нефтеизвлечение изучались помимо многомерных моделей также чистые и частные двумерные взаимосвязи. В качестве примера рассмотрим две из них — связь коэффициента нефтеизвлечения с гидропроводностью пласта-коллектора и связь η с объемом внедрившейся жидкости τ .

Анализ зависимости коэффициента нефтеизвлечения от характеристик залежи показывает, что на первой стадии разработки гидропроводность $k_{\text{пр}} h/\mu$ существенно влияет на величину η . В то же время двумерная корреляционная связь между η и $k_{\text{пр}} h/\mu$ оказалась незначимой. Это еще раз подтверждает невозможность использования методологии однофакторного эксперимента (изучение влияния на поведение сложной системы какой-то одной характеристики при неконтролируемом изменении остальных характеристик) при решении подобных задач. Применяя такой подход, мы пришли к неправильному выводу об отсутствии связи между η и $k_{\text{пр}} h/\mu$. С помощью же методологии многофакторного эксперимента, изучив "очищенные" двумерные связи, мы выяснили, что, во-первых, существует прямая связь коэффициента нефтеизвлечения с гидропроводностью, а, во-вторых, что эта связь является не только результатом непосредственного влияния гидропроводности на η , но и результатом отражения опосредствованного влияния на η других характеристик, коррелируемых с гидропроводностью (рис. 8). Сделанный вывод подтверждается различием частных связей η с $k_{\text{пр}} h/\mu$ при различных уровнях фиксации других характеристик.

Изучение частных связей коэффициента нефтеизвлечения с объемом внедрившейся жидкости показало, что на всех стадиях разработки рост объема внедрившейся жидкости через залежь способствует увеличению нефтеизвлечения. Однако характер влияния на эту связь контролируемых характеристик ($\text{ВНФ}, S, k_{\text{пр}} h/\mu, F, \mu_0$) на разных стадиях неодинаков. Так, на первой стадии разработки изменение названных характеристик практически не отражается на частных связях $\eta = f(\tau)$. Из рис. 9 видно, что при разных уровнях фиксации контро-

Рис. 8. Частные связи коэффициента нефтеизвлечения с гидропроводностью коллектора для I стадии разработки залежей при фиксированных значениях параметров τ , S , ВНФ и F :

1 – минимальных; 2 – средних; 3 – максимальных

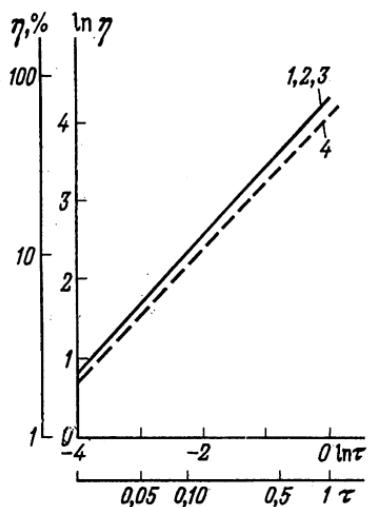
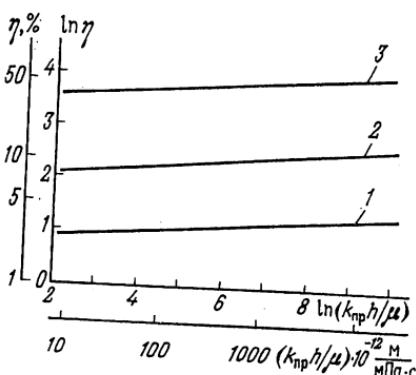


Рис. 9. Частные связи между коэффициентом нефтеизвлечения и объемом внедрившейся в залежь жидкости для I стадии разработки при фиксированных значениях параметров S , ВНФ, $k_{np}xh/\mu$ и F :

1 – минимальных; 2 – средних; 3 – максимальных; 4 – двумерная связь

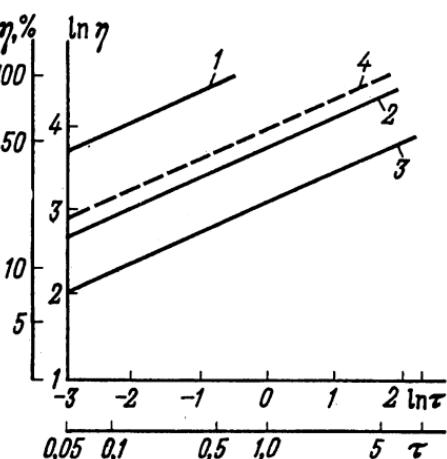


Рис. 10. Частные связи между коэффициентом нефтеизвлечения и объемом внедрившейся в залежь жидкости для III стадии разработки при фиксированных значениях параметров μ_0 , ВНФ и S :

1 – минимальных, 2 – средних; 3 – максимальных; 4 – двумерная связь

лируемых характеристик частная связь коэффициента нефтеизвлечения с объемом внедрившейся жидкости остается неизменной, причем она близка обычной двумерной связи между η и τ .

На второй и третьей стадиях разработки частные связи η с τ существенно зависят от контролируемых характеристик. Как видно из рис. 10, при разных уровнях фиксации контролируемых характеристик связь нефтеизвлечения с объемом внедрившейся жидкости существенно из-

меняется. Это говорит об опосредованном влиянии на нее характеристик μ_0 , B , ВНФ и S .

Не останавливаясь на других частных связях, отметим лишь, что их анализ позволил сделать ряд выводов. Во-первых, было установлено, что на результаты исследования существенно повлияла непредставительность использованной выборки по ряду характеристик: площади нефтеносности, относительной вязкости нефти и др. Во-вторых, не удалось выявить влияние геологических и технологических характеристик на нефтеизвлечение, так как каждая из этих характеристик влияет на нефтеизвлечение непосредственно и опосредованно через показатели разработки. Поэтому в дальнейшем, чтобы выявить влияние каждой геологической и технологической характеристики залежи на нефтеизвлечение, необходимо изучить многомерные связи каждого показателя разработки с геологическими и технологическими характеристиками залежи. Тогда можно будет учесть как непосредственное, так и опосредованное (через показатели разработки) влияние каждой геологической и технологической характеристики залежи на ее коэффициент нефтеизвлечения.

§ 3. Примеры оценки фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных отложений (выделение коллекторов, оценка характера их насыщения и нефтеотдачи)

В § 1 настоящей главы мы рассматривали проблему интерпретации данных ГИС с целью количественного прогноза нефтегазоносности на ранних стадиях поисково-разведочных работ на нефть и газ или, как мы говорили, в условиях "первой скважины". В этих условиях практически ничего о разрезе отложений кроме его литологии (терригенный или карбонатный разрез) неизвестно.

Сейчас мы остановимся на вопросах интерпретации данных ГИС на стадии подсчета запасов нефти и газа. В этих условиях уже выполнен большой комплекс скважинных исследований: отобран и изучен керн (в лаборатории определены его характеристики), отобраны пробы пластовой воды, проведены испытания пластов и т.д. На основе этих исследований можно гораздо более уверенно, чем в условиях "первой скважины", выбрать нужную систему петрофизических уравнений и надежно оценить коэффициенты этой системы. Кроме того, для изучения характеристик продуктивных отложений можно использовать не один источник информации — данные ГИС, а два — данные ГИС и материалы керна. Причем, если при традиционном подходе эти источники используются независимо, например, подсчетные параметры оцениваются либо по данным ГИС, либо по данным керна, то по методике, реализованной в программах для ЭВМ "Образец", "Керн — Геофизика" и "Средние", данные ГИС и керна используются совмест-

но с учетом погрешностей оценки различных характеристик продуктивных отложений.

Мы не будем останавливаться на методике усреднения геофизических и керновых оценок характеристик продуктивных отложений: открытой пористости, нефтегазонасыщенности и др. Отметим лишь, что эта методика опирается на статистическую теорию неравноточных измерений и подробно рассмотрена в работе [62]. Усреднение геофизических и керновых оценок с учетом их погрешностей (методика расчета погрешностей также рассмотрена в [62]) производится программой "Средние", которая предлагает три варианта оценок характеристик интервалов разреза отдельных скважин и объектов подсчета запасов в пределах изучаемой площади: только по данным ГИС; только по данным керна; взвешенные оценки с учетом и тех, и других данных.

Эффективность оценки фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных отложений, а также выделения коллекторов и оценки характера их насыщения рассмотрим на примерах терригенных отложений Якутии и Украины. Начнем с нижнетриасовых отложений Среднетунгского газоконденсатного месторождения Якутии. Для 30 однородных интервалов в восьми скважинах были оценены по керну открытая пористость $k_{\text{п}}$ и остаточная водонасыщенность $k_{\text{ов}}$. Число образцов для каждого интервала варьировало от 10 до 36. По этим же интервалам была проведена интерпретация данных ГИС с помощью программы "Хапчагай". Входной комплекс геофизических характеристик включал относительное сопротивление породы $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$, относительную аномалию кривой СП $a_{\text{СП}}$ и интервальное время пробега продольных волн Δt . В ряде случаев присутствовали лишь две первые характеристики, т.е. интерпретация проводилась при минимально необходимом комплексе входных данных.

Результаты интерпретации данных ГИС и оценки $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{ов}}$ по керну приведены в табл. 14. Среднее квадратическое отклонение геофизических оценок $k_{\text{п}}$ от керновых составляет 0,02. Та же характеристика для оценок $k_{\text{ов}}$ равна 0,05, причем керновые оценки систематически завышены. Причины систематического завышения $k_{\text{ов}}$ по данным керна мы видим, во-первых, в разной степени гидрофобизации образцов в естественных и лабораторных условиях (на эту причину завышения $k_{\text{ов}}$ впервые указала Л.К. Танкаева [52]) и, во-вторых, в методике измерения $k_{\text{ов}}$ на керне — с помощью центрифуги.

Как видно из табл. 14, в целом сходимость геофизических и керновых оценок открытой пористости и остаточной водонасыщенности вполне удовлетворительна.

Большинство интервалов, представленных в табл. 14, находятся в продуктивной части залежи. Лишь интервалы 8, 12, 15, 16, 17 расположены ниже газоводяного контакта.

Сопоставление геофизических оценок текущей и остаточной водонасыщенности показывает, что для многих интервалов $k_{\text{в}}$ больше $k_{\text{ов}}$,

Таблица 14
 Сопоставление геофизических и керновых оценок $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{ов}}$ для терригенных отложений Среднеянтарского месторождения

N интервала	$\rho_{\text{п}} / \rho_{\text{в}}$	$\sigma_{\text{Cп}}$	$\Delta t, \text{ мс/м}$	$k_{\text{п.геоф}}$	$k_{\text{п.керн}}$	$k_{\text{в.геоф}}$	$k_{\text{ов.геоф}}$	$k_{\text{ов.керн}}$
1	118	0,32	—	0,18	0,16	0,48	0,43	0,57
2	94	0,36	—	0,18	0,17	0,53	0,42	0,40
3	168	0,53	—	0,22	0,21	0,31	0,31	0,31
4	260	0,67	—	0,24	0,22	0,22	0,22	0,22
5	182	0,73	—	0,24	0,20	0,27	0,26	0,45
6	80	0,82	300	0,26	0,24	0,38	0,22	0,22
7	42	0,83	284	0,24	0,22	0,59	0,27	0,30
8	50	0,55	264	0,18	0,17	0,71	0,41	0,47
9	32	0,87	286	0,24	0,21	0,66	0,26	0,37
10	85	0,21	272	0,18	0,20	0,59	0,47	0,54
11	158	0,44	288	0,22	0,23	0,32	0,32	0,34
12	46	0,55	267	0,19	0,16	0,71	0,39	0,47
13	68	0,56	263	0,18	0,18	0,60	0,40	0,53
14	48	0,31	258	0,16	0,16	0,86	0,50	0,63
15	32	0,77	274	0,21	0,23	0,76	0,33	0,30
16	30	0,79	272	0,21	0,24	0,78	0,32	0,25
17	53	0,73	260	0,18	0,20	0,67	0,39	0,48
18	60	0,82	257	0,18	0,18	0,64	0,40	0,37
19	112	0,42	290	0,23	0,20	0,38	0,31	0,38
20	112	0,63	300	0,25	0,25	0,33	0,25	0,28
21	54	0,71	270	0,20	0,17	0,61	0,35	0,62
22	457	0,50	286	0,22	0,24	0,18	0,18	0,17
23	247	0,40	288	0,22	0,23	0,26	0,26	0,30
24	584	0,88	294	0,24	0,24	0,14	0,14	0,20
25	210	0,43	288	0,22	0,23	0,28	0,28	0,33
26	184	0,73	282	0,22	0,24	0,29	0,29	0,32
27	190	0,60	280	0,21	0,21	0,30	0,30	0,29
28	97	0,26	298	0,23	0,22	0,42	0,35	0,37
29	88	0,50	290	0,23	0,22	0,42	0,30	0,34
30	99	0,30	280	0,20	0,23	0,47	0,47	0,41

т.е. помимо остаточной имеется и какое-то количество подвижной воды. Этот вывод подтвержден результатами испытаний пластов: получали приток газоконденсата с водой. Наиболее вероятная причина, объясняющая полученный результат, на наш взгляд, заключается в том, что мы имеем дело с недоформированной залежью, в которой еще не произошло полного гравитационного разделения углеводородов и воды.

В следующем примере показано, как усредняются геофизические и керновые оценки характеристик однородных интервалов разреза. Усредняемой характеристикой является открытая пористость. Объект – продуктивные отложения среднего карбона Великобубновской площади Днепровско-Донецкой впадины Украины. Объем выборки – 46 однородных интервалов разреза, охарактеризованных как данными ГИС, так и материалами керна.

Мы уже говорили в гл. 5 настоящей книги, что при усреднении геофизических и керновых данных учитываются погрешности оценок исследуемой характеристики по данным ГИС и керна. Средняя квадратическая погрешность керновой оценки равна среднему квадратическому отклонению распределения характеристики по керну, деленному на корень из числа образцов [62], т.е. она будет разной для разных интервалов разреза. Средняя квадратическая погрешность геофизических оценок изучаемой характеристики оценивается по выборке в целом и единая для всей выборки. В частности, для рассматриваемой выборки она оказалась довольно большой – 0,04. Поэтому, как видно из табл. 15, во многих случаях средняя взвешенная оценка открытой пористости или очень близка к керновой оценке k_p или даже совпадает с ней. Это происходит в тех случаях, когда погрешность оценки открытой пористости по керну гораздо меньше, чем погрешность геофизической оценки этой же характеристики.

И наконец, в последнем примере мы продемонстрируем эффективность выделения коллекторов и оценки характера их насыщения, а также коэффициента вытеснения нефти или газа по данным ГИС с помощью программы "Фиеста". Объект исследования в этом примере – те же отложения Великобубновской площади. Объем выборки с установленным по данным испытания пластов характером насыщения – 63 однородных интервала разреза. Входной комплекс геофизических характеристик для всех интервалов содержал ρ_p/ρ_b , a_{SP} , ΔI_γ . Часть интервалов была также охарактеризована данными методов НГК и АК. Оценки характера насыщения интервалов разреза (табл. 16) были составлены с результатами испытаний пластов (табл. 17).

Все продуктивные интервалы разреза по данным ГИС оценены правильно. Из 42 водоносных интервалов ошибочно оценено пять. Три интервала названы продуктивными, а два – оценены как коллекторы, содержащие углеводороды с водой. Из пяти интервалов, не давших при испытании притока, два оценены как продуктивные. Вполне вероятно,

Таблица 15

Усреднение оценок открытой пористости по данным ГИС и материалам керна для терригенных отложений Великобубновской площади

Номер интервала	$k_{\text{п.к}}$	$S(k_{\text{п.к}})$	$k_{\text{п.г}}$	$k_{\text{п.к+г}}$	$S(k_{\text{п.к+г}})$
1	0,194	0,011	0,194	0,194	0,010
2	0,204	0,009	0,199	0,204	0,009
3	0,188	0,004	0,189	0,188	0,004
4	0,114	0,014	0,189	0,123	0,014
5	0,122	0,017	0,185	0,131	0,016
6	0,203	0,002	0,186	0,203	0,002
7	0,217	0,006	0,160	0,215	0,006
8	0,117	0,009	0,122	0,118	0,008
9	0,147	0,001	0,127	0,147	0,001
10	0,225	0,020	0,219	0,224	0,018
11	0,251	0,002	0,230	0,251	0,002
12	0,241	0,012	0,209	0,238	0,012
13	0,157	0,012	0,188	0,159	0,012
14	0,175	0,006	0,181	0,175	0,006
15	0,265	0,085	0,185	0,200	0,036
16	0,165	0,021	0,190	0,170	0,019
17	0,154	0,007	0,182	0,155	0,007
18	0,161	0,022	0,210	0,172	0,019
19	0,123	0,015	0,150	0,126	0,014
20	0,182	0,020	0,185	0,183	0,018
21	0,098	0,045	0,176	0,142	0,030
22	0,190	0,006	0,206	0,190	0,006
23	0,183	0,033	0,187	0,185	0,025
24	0,190	0,013	0,195	0,191	0,012
25	0,183	0,020	0,187	0,184	0,018
26	0,161	0,006	0,183	0,162	0,006
27	0,129	0,019	0,182	0,139	0,017
28	0,176	0,003	0,182	0,176	0,003
29	0,184	0,009	0,164	0,183	0,009

П р и м е ч а н и е. $k_{\text{п.к}}$ – оценка открытой пористости по керну; $k_{\text{п.г}}$ – то же по данным ГИС; $S(k_{\text{п.к}})$ – средняя квадратическая погрешность оценки $k_{\text{п.к}}$; $k_{\text{п.к+г}}$ – средняя взвешенная оценка открытой пористости с учётом данных ГИС и керна; $S(k_{\text{п.к+г}})$ – средняя квадратическая погрешность оценки $k_{\text{п.к+г}}$.

что последняя оценка не является ошибкой, так как далеко не всегда при испытаниях удается получить приток из коллектора, особенно если этот коллектор обладает не очень хорошими коллекторскими свойствами.

Таким образом, суммарная эффективность прогноза характера насыщения отложений по данным ГИС в рассмотренном примере составила 89 %, при этом не было допущено ни одной ошибки I рода, т.е. не было пропущено ни одного продуктивного интервала разреза.

Отметим, что продуктивные отложения Великобубновской площади – довольно трудный объект для геофизических исследований скважин.

Таблица 16

Примеры оценки характера насыщения терригенных отложений
Великобубновской площади по данным ГИС с помощью программы "Фиеста"

Номер интервала	$\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}}$	$\alpha_{\text{СП}}$	$k_{\text{п}}$	$k_{\text{в}}$	$k_{\text{ов}}$	$k_{\text{онг}}$	Характер насыщения
1	147	0,89	0,194	0,48	0,14	0,25	Продукт+вода
2	16	0,99	0,204	1,0	0,19	0,0	Вода
3	421	0,75	0,181	0,32	0,14	0,24	Продукт
4	21	0,99	0,189	1,00	0,06	0,00	Вода
5	42	0,99	0,189	0,79	0,05	0,11	"
6	25	0,99	0,185	1,00	0,08	0,00	"
7	26	0,99	0,186	0,98	0,07	0,01	"
8	1316	0,44	0,160	0,32	0,27	0,28	Продукт
9	237	0,40	0,121	0,73	0,39	0,13	Вода
10	221	0,49	0,127	0,67	0,27	0,16	"
11	3158	0,84	0,219	0,13	0,11	0,23	Продукт
12	7895	0,88	0,230	0,08	0,07	0,21	"
13	2411	0,96	0,205	0,14	0,07	0,21	"
14	17	0,99	0,209	1,00	0,08	0,00	Вода
15	368	0,73	0,180	0,36	0,15	0,25	Продукт
16	342	0,36	0,144	0,56	0,37	0,22	"
17	2105	0,96	0,202	0,15	0,07	0,21	"
18	19	0,96	0,188	1,00	0,18	0,00	Вода
19	471	0,38	0,150	0,70	0,34	0,23	Продукт+вода
20	33	0,88	0,181	0,92	0,10	0,04	Вода
21	1474	0,09	0,102	0,39	0,39	0,29	Плотный
22	53	0,95	0,188	0,72	0,06	0,14	Вода
23	22	0,94	0,185	1,00	0,09	0,00	"
24	421	0,99	0,190	0,29	0,05	0,20	Продукт
25	28	0,96	0,182	0,98	0,06	0,01	Вода
26	3158	0,96	0,210	0,12	0,06	0,21	Продукт
27	1893	0,70	0,230	0,17	0,14	0,24	"
28	3947	0,60	0,150	0,20	0,16	0,26	"
29	263	0,23	0,096	0,98	0,66	0,01	Плотный
30	421	0,77	0,176	0,34	0,12	0,24	Продукт
31	421	0,81	0,186	0,31	0,08	0,22	"
32	211	0,84	0,190	0,40	0,07	0,21	"

жин. Они включают низкоомные отложения горизонта В-26, о которых мы говорили в гл. 5 настоящей книги. Традиционные методики интерпретации ГИС оказались бессильными при выявлении продуктивных и водоносных коллекторов, а также плотных пород в отложениях горизонта В-26. И только подход, опирающийся на использование текущей $k_{\text{в}}$ и остаточной $k_{\text{ов}}$ водонасыщенности, а также остаточной нефте-газонасыщенности $k_{\text{онг}}$, позволил решить задачу с достаточно высокой эффективностью. Для объектов Украины, Якутии, Западной Сибири и других районов страны эффективность выделения коллекторов и оценки характера их насыщения с помощью программ для ЭВМ "Хапчагай", "Фиеста", "Море" и "Карбонаты" чаще всего превышала 90 %.

Таблица 17

*Сопоставление оценок характера насыщения отложений
Великобубновской площади и результатов испытаний пластов*

Оценка по данным ГИС	Результаты испытаний			
	Продукт	Вода	Продукт+вода	Плотный
Продукт	14	3	0	2
Вода	0	37	0	0
Продукт + вода	0	2	2	0
Плотный	0	0	0	3
Всего	14	42	2	5

В заключение этого параграфа остановимся на возможности использования результатов работы названных программ для прогноза нефтегазоотдачи. Как мы уже отмечали, среди характеристик, оцениваемых по данным ГИС с помощью этих программ, фигурирует остаточная нефтегазонасыщенность продуктивных отложений. Зная ее, а также текущую нефтегазонасыщенность $k_{\text{нг}} = 1 - k_{\text{в}}$, можно оценить коэффициент вытеснения:

$$k_{\text{выт}} = \frac{1 - k_{\text{в}} - k_{\text{онг}}}{1 - k_{\text{в}}} . \quad (7.11)$$

Этот коэффициент является одним из сомножителей в формуле расчета нефтегазоотдачи. В практике подсчета запасов нефти с утверждением в ГКЗ СССР часто коэффициент вытеснения рассчитывают как среднюю характеристику для объекта подсчета запасов в целом. При этом среднюю величину нефтенасыщения рассчитывают либо по данным ГИС, либо по данным керна, а среднюю величину остаточной нефтенасыщенности оценивают по керну, либо задают по аналогии. Методика интерпретации данных ГИС, используемая в рассмотренных программах для ЭВМ, позволяет оценивать коэффициент вытеснения для каждого интервала разреза, что, несомненно, повысит точность оценки этого коэффициента, а значит, и точность оценки нефтеотдачи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ближайшие 5–10 лет компьютеризация приведет к тому, что книги по петрофизике и другим областям нефтегазовой геологии, где описываются многомерные взаимосвязи между характеристиками геологических объектов, станут играть лишь вспомогательную роль. Их место займут базы знаний по петрофизике, нефтеотдаче, прогнозу нефтегазоносности и т.д. Резко возрастает роль логики и методологии при построении моделей многомерных связей. Повсеместно распространяются идеи фильтрации моделей, подобные использованным нами во всех разделах данной книги. Развитие и применение баз знаний в рамках различных экспертных систем приведет к росту числа работ, посвященных интеграции знаний по разным регионам, разного рода межрегиональным обобщениям и разработке необходимого для такого обобщения инструментария.

Авторы твердо убеждены, что тот путь, по которому они идут, поможет выйти нам из лабиринта узких ведомственных, организационных, методологических и даже научных проблем.

Возможно, не все читатели с нами согласны, кто-то захочет послать, кто-то наоборот будет заинтересован в совместных разработках. Мы готовы вести диалог.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматизация подсчета промышленных запасов нефти и газа / В.И. Аронов, М.М. Элланский, В.А. Аракелян и др. // Математические методы исследований в геологии. – М.: ВИЭМС, 1982.
2. Аджай К.М. Некоторые результаты исследования влияния геолого-промышленных факторов залежей на их нефтеизвлечение. – М., 1988. Деп. в ВИНИТИ от 29.01.88, № 860 – В88. – 21 с.
3. Багиров Б.А. Геологические основы доразработки месторождений нефти и газа. – Баку: ЭЛМ, 1986.
4. Бассаль А.М.К., Элланский М.М. Изучение геолого-промышленных моделей залежей нефти на примере отложений рудеинской свиты района Суэцкого залива. – М., 1988. Деп. в ВИНИТИ от 30.06.88, № 5275 – В88. – 19 с.
5. Булатова Ш.М., Волкова Е.А., Дубров Е.Ф. Акустический каротаж. – М.: Недра, 1970.
6. Буряковский Л.А. Петрофизика нефтяных и газовых коллекторов продуктивной толщи Азербайджана. – Баку: ЭЛМ, 1985.
7. Ван-дер-Варден. Математическая статистика. – М.: ИЛ, 1960.
8. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Недра, 1978.
9. Вендельштейн Б.Ю., Элланский М.М. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости // Прикладная геофизика. Вып. 40 – М.: Недра, 1964. – С. 181–193.
10. Вопросы промышленной геофизики / Под редакцией В.Н. Дахнова. – М.: Гостотехиздат, 1957..
11. Воронин Ю.А. Теория классификации и ее приложения. – М.: Наука, 1985.
12. Гандин Л.С., Соловейчик Р.С. Об оптимальных формулах численных квадратур для стационарных случайных процессов // Записки ЛГИ. – Т. XIII. Вып. 3. – 1964. – С. 48–58.
13. Геофизические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1983.
14. Гольдин С.В. Оценка интеграла от случайного процесса в связи с задачей подсчета запасов // Тр. ЗапСиБНИГНИ. Вып. 18. – Тюмень, 1968. – С. 5–32.
15. Губерман Ш.А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике. – М.: Недра, 1987.
16. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975.
17. Дебрандт Р. Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 1972.
18. Еникеев Б.Н. Системный подход к статистической интерпретации геофизических данных в задачах с априорно известной структурой многомерных моделей // Применение математических методов и ЭВМ в геологии. – Алма-Ата: ОКМП, 1975. – С. 85–87.
19. Еникеев Б.Н., Еникеева С.Н. Применение метода минимизации при решении на ЭВМ некоторых задач нефтегазовой геофизики // Труды IV смотроконкурса молодых специалистов МИНХиГП. – М., 1979. Деп. в ВНИИЭГазПром от 18.12.78, № 55/ЗМ. – С.16–32.
20. Еникеев Б.Н. К проблеме построения моделей удельного электрического сопротивления горных пород (некоторые аспекты теории обобщенной проводимости многокомпонентных смесей) // Математические методы в геологии. Вып. 2 – Саратов: Изд. Саратовск. ун-та, 1978.

21. Зверев Г.Н., Дембицкий С.И. Оценка эффективности геофизических исследований скважин. — М.: Недра, 1982.
22. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. — М.: Недра, 1976.
23. Изучение терригенных газоносных отложений Якутской АССР по данным геофизических исследований скважин / А.А. Андреева, В.Е. Бакин, В.В. Выходцев и др. // Обзор. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. Вып. 1. — М.: ВНИИЭгазпром, 1982.
24. Исследования и разработки в области нефтяной геофизики в странах — членах СЭВ. Т. 2. — М.: Изд. СЭВ, 1988.
25. Каналин В.Г., Дементьев Л.Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. — М.: Недра, 1982.
26. Кобринова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика). — М.: Гостоптехиздат, 1962.
27. Кобринова В.Н. Петрофизика. — М.: Недра, 1986.
28. Кольчицкая Т.Н. Использование геофизических данных при оценке коэффициентов петрофизических уравнений. — М.: 1987. Деп. в ВНИИОЭНГ от 17.04.87, № 1393 — нг 87.
29. Куликович А.Е. Основы машинной интерпретации каротажных диаграмм. — Киев: Наукова Думка, 1974.
30. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. — М.—Л.: Гостоптехиздат, 1947.
31. Математические методы анализа-геологических явлений. — М.: Наука, 1981.
32. Математические методы в задачах петрофизики и корреляции. — М.: Наука, 1983.
33. Математические методы идентификации моделей в геологии. — М.: Наука, 1983.
34. Математические методы идентификации в задачах геологии. — М.: Наука, 1985.
35. Математические методы описания горных пород и расчета их физических свойств. — М.: Наука, 1986.
36. Митрина Н.А., Элланский М.М. Повышение эффективности изучения нефтегазоносных красноцветных отложений Прибалханского района Туркмении по данным геофизических исследований скважин и материалов керна с помощью математических методов и ЭВМ. — Ашхабад, 1983.
37. Набока И.Н. Восстановление выборочных совокупностей данных керновых исследований // Нефтяная и газовая промышленность. — 1986. — № 2. — С. 22—24.
38. Налимов В.В. Теория эксперимента. — М.: Наука, 1971.
39. Несторов И.И., Шпильман В.И. Теория нефтегазонакопления. — М.: Недра, 1987.
40. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплексом палеток). — Калинин: Изд. ВНИИГИК, 1984.
41. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири. — М.: Недра, 1984.
42. Оценка коллекторских свойств пласта путем настройки и решения систем петрофизических уравнений на ЭВМ / Б.Н. Еникеев, А.С. Кашик, Л.В. Чукина и др. // ОИ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. Вып. 7. — 14.; ВНИИОЭНГ, 1985.
43. Оценка коллекторских свойств пластов на основе решения систем петрофизических уравнений на ЭВМ / Э.И. Миколаевский, Н.Н. Сохранов, Г.М. Сытик, Э.А. Таратын. — М.: Изд. ВИЭМС, 1979.
44. Оценка промышленных запасов нефти, газа и газоконденсата / Л.Ф. Дементьев, Ю.В. Шурубор, В.И. Азamatов и др. — М.: Недра, 1981.
45. Петрофизика коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1975.

46. Прогноз дебитов газа до испытания скважин / А.В. Бубнов, Е.Г. Бойкова, В.В. Выходцев и др. // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – Вып. 7. – 1984. – С. 16–18.
47. Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. – Л.: Недра, 1977.
48. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985.
49. Слободов Е.Б., Чепура И.В. К вопросу о ячеекной модели двухфазных сред // Теоретические основы химической технологии. Т. 16, № 3. – 1982. – С. 331–335.
50. Сохранов Н.Н., Аксельрод С.М. Обработка и интерпретация с помощью ЭВМ результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1984.
51. Справочник по математическим методам в геологии / Д.А. Родионов, Р.И. Коган, В.А. Голубева и др. – М.: Недра, 1987.
52. Танкаева Л.К. О механизме адсорбции воды на глинистых песчаниках // Связанная вода в дисперсных системах. – М.: Изд. МГУ, 1980. – С. 150–161.
53. Фурсов А.Я. Оптимизация изученности нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1985.
54. Халфин Л.А. Информационная теория интерпретации геофизических исследований // Докл. АН СССР. Т. 122, № 6. – 1958. – С. 1007–1010.
55. Ханнель Дж., Бреннер Г. Гидродинамика при малых числах Рейнольдса. – М.: Мир, 1976.
56. Хейфец Л.И., Неймарк А.В. Многофазные процессы в пористых средах. – М.: Химия, 1982.
57. Химмельблау Д.А. Прикладное нелинейное программирование. – М.: Мир, 1975.
58. Шарапов И.П. Логический анализ некоторых проблем геологии. – М.: Недра, 1977.
59. Швидлер М.И. Статистическая гидродинамика пористых сред. – М.: Недра, 1985.
60. Шайдеггер А.Е. Физика течения жидкости через пористые среды. – М.: Гостоптехиздат, 1960.
61. Элланский М.М. Методика комплексной обработки промыслового-геофизических материалов и керна при изучении продуктивных коллекторов с помощью математических методов и ЭВМ // ТНТН. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975.
62. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. – М.: Недра, 1978.
63. Элланский М.М. Оценка подсчетных параметров залежей нефти и газа с помощью ЭВМ // ОИ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. Вып. 4. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985.
64. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород. – М.: Недра, 1964.
65. Barlai Z. Some principal question of the well logging evaluation of hydrocarbon-bearing sandstones with a high Silt and clay content experience acquired by the field application of a new method // The Log Analyst. – 1971. – V.XXI. – N 03. – PP. 7–31.
66. Bussian A.E. Electrical conductance in a porous medium // Geophysics. – 1983. – V. 48. – N 9. – PP. 1258–1268.
67. Clavier C., Coates G., Dumanoir J. Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands // Soc. of Petrol. Engineers Journ. – 1984. – V. 24. – N 2. – PP. 153–168.
68. Dullien F.A.L. Porous media. Fluid transport and pore Structure Acad. Press NY London. 1979. – 396 pp.

69. *Haughey D.P., Beveridge G.S.G.* Structural properties of Packed Beds//A Review
The Canadian Journ. of Chem. Engineering. – 1969. – V. 47. – N 4. – PP. 130–140.
70. *Koplik J., Lin C., Vermette M.* Conductivity and permeability from microgeometry // Journ. of Appl. Phys. – 1984. – V. 56. – N 11. – PP. 3127–3137.
71. *Log analysis of sand-shale sequences – a systematic approach / A. Poupon, C. Clavier, S. Dumanoir and oth.* // Journ. of Petrol Techn. – 1970. – V. 22. – N 07. – PP. 867–881.
72. *Mayez C., Sibbit A., Global*. A new Approach to Computer Processed Log Interpretation // SPE Paper, No 9341 55-th Annual Fall Conference and Exhibition of the SPE. 1980.
73. *Neale H.G., Nader W.K.* Prediction of transport processes within Porous Media: Creeping flow relative to a fixed Swarm of Spherical Particles // AIChE Journ. – 1973. – V. 20. – N 3. – PP. 530–538.
74. *Rasmus J.C.* A variable cementation exponent M for fractured carbonates Log analyst. – 1983. – V. 24. – N 6. – PP. 13–23.
75. *Schopper J.* A theoretical investigation on the formation factor (permeability) porosity relationship a network. model // Geophysical prospecting. – 1966. – V XIY. – N 3. – PP. 301–341.
76. *Sen P.N., Goode P.A.* Shaly sand conductivity at low and high salinities // SPWLA 29-th Ann. Logg. Sympes. June 5–8 1988.
77. *Spiegler K.S., Yoest R.L., Wyllie M.R.J.* Electrical potentials across porous plugs and membranes // Discuss. of the Faraday Soc. 1956. – V. 21. – PP. 174–185.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
ЧАСТЬ ПЕРВАЯ. Многомерные связи и их системы в нефтегазовой геологии	5
Г л а в а 1. Методологические основы изучения многомерных связей между характеристиками геологических объектов	5
§ 1. Принципы математического моделирования взаимосвязей между характеристиками объектов нефтегазовой геологии и общая схема построения математических моделей этих взаимосвязей	5
§ 2. Методологические аспекты моделирования горных пород при изучении взаимосвязей между их характеристиками	19
§ 3. Способы введения априорной информации при построении и селекции математических моделей горных пород	25
Г л а в а 2. Взаимосвязи между коллекторскими и литологическими свойствами осадочных пород с межгранулярной пористостью	28
§ 1. Взаимосвязь между открытой пористостью пород и ее гранулометрическим и минеральным составами	28
§ 2. Взаимосвязь между открытой пористостью пород и содержанием глинистого и карбонатного материала	35
§ 3. Взаимосвязь остаточной водонасыщенности с открытой пористостью, глинистостью и другими свойствами пород	38
§ 4. Взаимосвязь проницаемости с открытой пористостью, остаточной водонасыщенностью и другими свойствами пород	47
Г л а в а 3. Влияние коллекторских и литологических свойств осадочных пород на их геофизические характеристики	64
§ 1. Зависимость удельного электрического сопротивления пород от их пористости, глинистости, водонасыщенности и сопротивления насыщающего раствора	64
§ 2. Зависимость диффузионно-адсорбционных потенциалов пород от их пористости, глинистости, водонасыщенности	76
§ 3. Зависимость показаний гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа от вещественного состава и насыщенности пород	84
§ 4. Зависимость показаний гамма-гамма-каротажа и акустического каротажа от открытой пористости, глинистости и насыщенности горных пород	89
§ 5. Взаимосвязи для пород со сложной структурой порового пространства	93
Г л а в а 4. Системы многомерных взаимосвязей для комплексной интерпретации геолого-геофизических данных	99
§ 1. Общие требования к системам многомерных зависимостей	99
§ 2. Методы решения систем многомерных петрофизических зависимостей	104
§ 3. Перспективные направления развития методов количественной обработки и поддержки интерпретации данных ГИС	113

ЧАСТЬ ВТОРАЯ. Использование систем многомерных взаимосвязей для комплексной интерпретации геолого-геофизических данных	123
Г л а в а 5. Задачи поиска и разведки месторождений нефти и газа	123
§ 1. Задачи количественного прогноза нефтегазоносности	123
§ 2. Выделение коллекторов в разрезе скважин и оценка характера их насыщения	129
§ 3. Оценка подсчетных параметров нефтегазовых отложений	137
Г л а в а 6. Задачи геолого-промышленного обеспечения разработки месторождений нефти и газа	155
§ 1. Выделение эксплуатационных объектов	155
§ 2. Изучение влияния геологических и технологических характеристик залежи на нефтеотдачу	163
§ 3. Прогноз дебитов газа и нефти	167
Г л а в а 7. Примеры практического использования систем многомерных взаимосвязей между характеристиками геологических объектов при решении задач нефтегазовой геологии	172
§ 1. Примеры прогноза нефтегазоносности	172
§ 2. Примеры оценки нефтеотдачи по промысловым и технологическим характеристикам залежей на разных стадиях их разработки	186
§ 3. Примеры оценки фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных отложений (выделение коллекторов, оценка характера их насыщения и нефтеотдачи)	192
Заключение	199
Список литературы	200

Элланский М.М., Еникеев Б.Н.

Э 47 Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. — М.: Недра, 1991. — 205 с.: ил.
ISBN 5-247-01290-9

Рассмотрено использование многомерных связей между свойствами геологических объектов (залежь нефти, газа, образец породы, продуктивный пласт) и геологическими, геофизическими, технологическими характеристиками для решения нефтепромысловых задач (выделение коллекторов, определение характера насыщения, подсчет запасов).

Для инженерно-технических работников, занимающихся нефтегазопромысловой геологией, геофизическими исследованиями скважин, применением математических методов и ЭВМ в геологии.

Э 2503010100– 397
043 (01) – 91 323–91

ББК 26.3

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ПРАКТИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

Элланский Михаил Михайлович
Еникеев Борис Николаевич

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОМЕРНЫХ СВЯЗЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Заведующий редакцией *Н.Е. Игнатьева*
Редактор издательства *Н.А. Тарусова*
Обложка художника *Б.К. Силаева*
Художественный редактор *В.В. Шутько*
Технические редакторы *Ю.В. Втехина, Н.А. Зотимова*
Корректор *М.Е. Петрова*
Операторы *Н.Я. Новикова, И.В. Севалкина*

ИБ № 7988

Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 26.10.90. Формат
60x90 $\frac{1}{16}$. Бумага офсетная № 2. Гарнитура Пресс-роман. Печать офсетная.
Усл.-печ. л. 13,0. Усл. кр.-отт. 13,25. Уч.-изд. л. 14,59. Тираж 1060 экз.
Зак. № 819 /2007-3. Цена 75 коп.
Набор выполнен на наборно-пишущей машине

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра".
125047 Москва, Тверская застава, 3.

Тульская типография Министерства информации и печати СССР
300600, г. Тула, Проспект Ленина, 109