

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
им. И. М. ГУБКИНА

Кафедра теоретических основ поисков и разведки нефти и газа

М. М. ЭЛЛАНСКИЙ

**ИЗВЛЕЧЕНИЕ ИЗ СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПОИСКОВО-
РАЗВЕДОЧНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

Учебное пособие

Москва, 2000

УДК 553.98

*Рецензенты: Э.М.Халимов, д-р г.-м. наук, профессор, ИГиРГИ,
О.С.Обрядчиков, канд. г.-м. наук, ВНИГНИ,
Д.А.Кожевников, д-р физ.-мат.наук, профессор,
РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина*

Элланский М. М. Извлечение из скважинных данных информации для решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000 - 80 с.

Рассмотрены примеры практической реализации методолого - методических основ построения многомерных математических моделей петрофизических взаимосвязей, создания их (моделей) систем и использования этих систем при решении задач поиска и разведки месторождений нефти и газа по скважинным данным.

Для магистрантов и студентов геологических факультетов нефтегазовых вузов и для слушателей курсов повышения квалификации при нефтегазовых вузах.

© Российский государственный университет нефти и газа
им. И. М. Губкина, 2000

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящем учебном пособии автор попытался решить две задачи. Во-первых, показать на широком классе задач нефтегазовой геологии, как реализуются практически методолого - методические основы процесса построения и использования многомерных математических моделей в геологии [4,5]. А во-вторых, привлечь «свежие» силы (в лице студентов, магистрантов и слушателей курсов повышения квалификации при нефтегазовых вузах) к решению *актуальнейшей проблемы нефтегазовой отрасли: повышению степени извлечения полезной информации из геологических, геофизических, геохимических и др. данных при решении задач поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа.*

На актуальности первой задачи мы не будем останавливаться подробно. Этот вопрос рассмотрен в недавно изданных наших учебных пособиях [3,4, 6]. Главное внимание уделим второй задаче.

Мы не будем рассматривать эту задачу в глобальных масштабах. В настоящее время развитые страны (в первую очередь США) за счет переинтерпретации «старых» геолого-геофизических материалов имеют более высокий прирост запасов нефти и газа, чем за счет открытия новых месторождений. Мы ограничимся лишь *скважинными данными* (геофизическими исследованиями скважин – ГИС, анализом керна и шлама, результатами испытаний пластов) и покажем, каким огромным, используемым в очень малой степени запасом полезной информации они обладают.

С каждым годом становится все труднее и труднее находить новые месторождения нефти и газа, проводить их разведку, проектировать и реализовывать разработку и эксплуатацию.

Можно назвать две причины, приведшие к такой ситуации. Первая причина – объективная: усложняются как сами объекты поисков и разведки (типы открываемых залежей нефти и газа, типы коллекторов, углеводороды), так и места их нахождения (большие глубины на суше, шельф). Вторая причина – субъективная: неумение, да и нежелание проводить специальные научно- исследовательские работы, ориентированные на разработку методов повышения степени извлечения полезной информации из имеющегося комплекса геолого-геофизических и других . исследований, выполняемых на всех этапах изучения месторождений нефти и газа.

Все те пути, которые в настоящее время используют руководители и чиновники нефтяной и газовой отраслей для повышения эффективности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа, очень дорогие и неперспективные.

Первый из них – закупка зарубежных компьютерных технологий. Многолетний опыт движения по этому пути показывает его несостоятельность. Во-первых, зарубежные технологии хорошо «справляются» с рутинными задачами, а нам сегодня надо решать «пионерские» задачи.

Во-вторых, даже для решения рутинных задач любая зарубежная компьютерная технология «требует» тот комплекс геолого-геофизических и др. исследований и тот уровень компьютерной техники, на который она была ориентирована. Попытки разработчиков технологии «приспособить» ее к комплексу наших, отечественных исследований и к уровню нашей компьютерной техники чаще всего приводят к существенному снижению эффективности ее работы.

В-третьих, свойственная нашей бюрократической системе волокита при приобретении зарубежных технологий зачастую приводит к тому, что нашим специалистам приходится начинать работу с «покупкой» тогда, когда за рубежом уже внедрен более совершенный ее вариант.

В-четвертых, малая компетентность чиновников, закупающих зарубежные компьютерные технологии и считающих эти закупки панацеей от всех бед, приводит к резкому сокращению финансирования отечественных разработок. Трагичность ситуации состоит в том, что большинство современных зарубежных компьютерных технологий разработаны при самом непосредственном участии бывших отечественных специалистов: геологов, геофизиков, программистов. А если учесть, что уровень «оставшихся» в России специалистов, по крайней мере, не ниже зарубежных, то, конечно, следовало бы не закупать зарубежные технологии, а создавать отечественные. Без всяких сомнений, эти технологии оказались бы значительно эффективнее зарубежных, потому, что наши специалисты лучше знают а) усложненные варианты задач поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в России, б) «особенности» (правильнее сказать, ущербность) отечественных комплексов геолого-геофизических и др. исследований, в) уровень компьютерной техники в нефтегазовых производственных организациях. Еще один очень важный фактор в пользу отечественных разработок: их стоимость была бы гораздо ниже (не менее, чем на порядок!) зарубежных разработок.

Второй путь – попытка увеличить количество полезной информации за счет разработки новых методов скважинных исследований. Мы не будем перечислять десятки новых методов скважинных исследований (в основном, методов геофизических исследований скважин), появившихся в последние годы. Читатель может познакомиться с ними, перелистав, например, журнал «Каротажник».

Для нас важен другой вопрос: повышается ли при этом объем полезной информации, извлекаемой из скважинных данных? Если судить по статьям разработчиков новых методов, то – повышается. Если же посмотреть в любой производственной геофизической организации заключение по геофизическим исследованиям скважин, то ответ окажется отрицательным. Как в конце 50-ых годов, так и сегодня в заключении приводятся открытая пористость и нефтегазонасыщенность продуктивных отложений.

Нельзя говорить об увеличении объема полезной информации, если это удастся сделать в каких-то отдельных, специальных случаях. Новая полезная информация должна быть получена при обработке скважинных данных в каждой скважине!

Третий путь – попытка учета «индивидуальных» особенностей каждой новой залежи нефти и газа путем изучения «своих» корреляционных связей между скважинными характеристиками и свойствами продуктивных отложений. Этот путь не только бесперспективен, но и порочен. Для его реализации необходим достаточно большой объем извлечения керна и его исследований. Поскольку исследования керна занимают довольно много времени, сводная обработка скважинных данных «запаздывает», а, значит, увеличивается время (и стоимость!) разведки месторождения. Но, самое главное, *проводящиеся петрофизические исследования на новой площади чаще всего не оставляют никакого научного следа, то есть не позволяют повысить научный потенциал петрофизики и нефтегазовой геологии.* Сколько бы залежей нефти и газа ни было изучено перед новой залежью, все равно, согласно действующим ин-

струкциям, на ней должен быть заново отобран достаточно большой объем керна (что, кстати, стоит немалых денег) и заново (может быть, в стотысячный раз!) повторены все петрофизические исследования с целью построения корреляционных петрофизических взаимосвязей.

Самое удивительное, что работающие в России специалисты-геофизики из США, Франции, Норвегии добиваются более высокой эффективности интерпретации геофизических данных с помощью общих моделей петрофизических связей (разработанных, например, для условий Индонезии), а не с использованием корреляционных связей, установленных для изучаемых отложений (тезисы последней конференции SPLWA, прошедшей в сентябре 1998 г. в Москве).

Ни в одной из развитых стран, имеющих запасы нефти и газа, не разбазариваются так бессмысленно деньги на изучение корреляционных петрофизических связей. Крупнейшие фирмы, занимающиеся обработкой скважинных данных, создают для этих целей системы, опирающиеся на общие модели петрофизических связей, применяемые в самых различных уголках земного шара! И эти модели постоянно совершенствуются.

По мнению автора настоящего учебного пособия, именно *путь создания эффективных общих многомерных математических моделей петрофизических взаимосвязей и объединения этих моделей в системы, используемые при интерпретации скважинных данных для различных классов продуктивных отложений, является единственным средством решения проблемы, сформулированной нами в начале настоящей работы.*

Мало того, полученные к настоящему времени результаты изучения общих моделей петрофизических взаимосвязей говорят о том, что *мы близки к выявлению некоторых петрофизических законов горных пород.* Об этом мы тоже будем говорить в настоящем учебном пособии.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ. МНОГОМЕРНЫЕ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ. СИСТЕМЫ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПОРОД РАЗНЫХ КЛАССОВ

Глава I. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОСТРОЕНИЯ И ИЗУЧЕНИЯ МНОГОМЕРНЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

§ 1. Геологические объекты – сложные системы

В предыдущих наших работах и, в частности, в [3], были подробно рассмотрены методологические аспекты изучения математических моделей в нефтегазовой геологии. Поэтому мы не будем повторяться, а коротко рассмотрим лишь наиболее важные из них.

Прежде всего, напомним, что *любой геологический объект, начиная с нефтегазоносной провинции и кончая образцом породы или даже шлифом, является сложной, плохо организованной или диффузной системой.* Такая система описывается большим или очень большим числом характеристик (десятками или даже сотнями). Характеристики имеют разную физическую природу и находятся в сложных взаимосвязях друг с другом. Для изучения этих систем неприменима методология однофакторного эксперимента, созданная для исследования простых систем. Такая методология исходит из *независимости факторов и описывающих их характеристик системы друг от друга.* А поэтому при изучении ка-

кой-либо закономерности простой системы сначала выявляется влияние каждого фактора (и отражающих его характеристик системы) на эту закономерность, а потом влияние различных факторов суммируется.

В случае сложной системы мы не можем исследовать поочередно влияние различных переменных на поведение сложной системы. При изменении любой ее характеристики одновременно начинают изменяться и все другие. *Для изучения сложных систем необходимо применять так называемую методологию многофакторного эксперимента. Согласно этой методологии, нужно сначала исследовать суммарное влияние всех переменных на поведение сложной системы, а уж затем выделить влияние интересующей переменной.*

§ 2. Математические модели петрофизических взаимосвязей

Математическая модель, как и всякая другая модель, может являться заменителем реального объекта, реального явления, процесса. Для геологии эта функция математической модели особенно важна, так как геологические процессы непосредственно изучать невозможно из-за их длительности, намного превышающей срок человеческой жизни. *Отметим следующие преимущества работы с моделью – заменителем* по сравнению с экспериментальными материалами, получаемыми при изучении реальных объектов и процессов:

1) в модели можно устанавливать точные соотношения между характеристиками объектов и процессов и преобразовывать их (характеристики) математически; в реальных условиях эти соотношения выполняются лишь приближенно;

2) с помощью модели удастся выделить существенные характеристики исследуемого явления и отбросить многие несущественные, запутывающие переменные;

3) модель позволяет прогнозировать поведение объекта или протекание процесса в области, где не имеется экспериментальных данных;

4) применяя различные модели, можно уменьшить множество конкурирующих гипотез относительно поведения плохо организованной системы в изучаемых условиях, например, множество гипотез о генерации, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов при изучении продуктивности локальных структур.

Очевидно, что в наиболее полной степени можно использовать преимущества модели - заместителя лишь тогда, когда математическая модель будет содержательной. *С помощью содержательной модели можно хорошо объяснять уже известные факты, выявлять новые, неизвестные ранее факты и, что наиболее важно, выдвигать перед исследователями новые проблемы. Содержательная модель позволяет вскрывать причинно-следственный механизм закономерностей поведения геологических объектов, то есть получать новые научные результаты.* Одновременно она может использоваться и для решения практических задач нефтегазовой геологии.

Далеко не все математические модели, используемые в естественных науках, и в том числе геологии, являются содержательными. Многие модели представляют описываемую ими закономерность в

виде так называемого «черного ящика». Они устанавливают соответствие между выходной характеристикой или выходными характеристиками, которые нужно прогнозировать, и входными характеристиками, которые используются для прогноза выходных характеристик. *Модели типа "черного ящика" могут иметь определенную практическую ценность, но не позволяют выявлять причинно-следственный механизм описываемых закономерностей.*

Остановимся теперь на вопросе, какими должны быть математические модели петрофизических взаимосвязей.

1). Из сказанного должно быть ясным, что *содержательные модели предпочтительнее моделей «черного ящика»*, хотя последние также можно использовать при извлечении полезной информации из скважинных данных.

2). Поскольку любой геологический объект является сложной системой, математические модели петрофизических взаимосвязей должны быть многомерными.

3). Математические модели геологических объектов должны быть соотнесены с современными представлениями о природе описываемых закономерностей, то есть опираться на «правильные» геологические, физические, физико-химические и др. модели этих закономерностей.

4). Математические модели петрофизических взаимосвязей должны быть вероятностными. Вероятностная модель верна лишь в среднем. В ней переменные и параметры, используемые для описания связей между «входом» и «выходом», а также структура элементов и ограничений принципиально точно не заданы.

5). Для извлечения необходимой информации из скважинных данных с помощью многомерных математических моделей петрофизических взаимосвязей *необходимо создать систему таких моделей.* А это можно сделать лишь в том случае, если набор аргументов различных моделей будет один и тот же. Решить такую проблему можно лишь в случае, когда *при построении всех моделей петрофизических взаимосвязей используется одна и та же модель объекта интерпретации скважинных данных.*

§ 3. Общая схема изучения математических моделей в геологии

Изучение любой математической модели - длительный процесс. *В процессе построения математической модели можно выделить три этапа: 1) анализ результатов предшествующих исследований и построение априорных математических или концептуальных моделей; 2) статистическое исследование математических моделей; 3) построение общих, теоретических моделей.*

Сначала нужно выделить существенные для исследуемой закономерности факторы и выбрать измеряемые характеристики, отражающие эти факторы. Далее нужно статистически, то есть по выборочным данным установить вид математической модели и определить значения входящих в нее параметров. Индуктивный анализ различных вариантов статистической модели изучаемой закономерности в различных геологических условиях позволяет сформулировать набор постулатов, на основе которых строится теоретическая модель, применимая для достаточно широкого класса объектов. Дальнейшее исследование модели производится дедуктивным путем, то есть проверяется применимость общей теоретической модели в частных случаях – конкретных геологических условиях.

При реализации каждого из трех этапов изучения математической модели может выясниться, что на предыдущем шаге нужно внести некоторые коррективы или даже заново повторить этот шаг (например, пересмотреть вопрос о существенных факторах). Лишь в результате многократного прохождения всего пути изучения модели не только "вперед", но и "назад" будет, наконец, получена искомая математическая модель.

Из сказанного следует, что построение математической модели возможно не единственным способом. Крупный теоретик и практик построения и применения моделей Дж.Е.П. Бокс говорит: «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, восходит к трудам таких классиков, как Аристотель и Бекон».

Глава 2. РАЗЛИЧНЫЕ ТИПЫ МОДЕЛИРУЕМЫХ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ. МОДЕЛЬ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

§ 1. Системы многомерных моделей петрофизических взаимосвязей

При решении поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии по скважинным данным наиболее важными являются три группы математических моделей петрофизических взаимосвязей. В первую группу входят модели взаимосвязей, являющихся решениями прямых петрофизических задач. Вторая группа включает модели (*модели – связи*), описывающие взаимосвязи между аргументами первой подсистемы моделей. Третья группа охватывает модели остаточных водо и нефтегазонасыщенности, абсолютной и фазовых проницаемостей, коэффициента гидрофобизации и др. Модели третьей группы описывают взаимосвязи между названными характеристиками продуктивных отложений и характеристиками, оцениваемыми с помощью первых двух подсистем моделей.

Рассмотренные группы моделей должны быть включены в *систему интерпретационных моделей для скважинных данных применительно к продуктивным отложениям того или иного типа*.

Одним из условий того, чтобы строящиеся многомерные модели петрофизических взаимосвязей могли быть объединены в систему, *должно быть использование единой модели объекта интерпретации скважинных данных*. Поскольку все процессы, отражаемые в измеряемых скважинных характеристиках, происходят в пустотном пространстве продуктивных отложений, следует говорить о *единой модели пустотного пространства продуктивных пород, используемой для построения математических моделей петрофизических взаимосвязей*. Сначала мы ограничимся случаем, когда пустотное пространство представлено лишь межгранулярными порами. В дальнейшем мы усложним нашу модель, включив в нее трещины и каверны.

§ 2. Модель пористой среды продуктивных отложений

Допустим, что в пустотном пространстве породы имеются три группы капилляров. Первая представлена микрокапиллярами глинистого и карбонатного цемента. Они не участвуют в фильтрации и содержат неподвижную воду, либо адсорбированную на поверхности глинистых частиц, либо удерживаемую в порах карбонатного цемента капиллярными силами. Вторая группа представлена свободными макрокапиллярами, участвующими в фильтрации воды и углеводородов. В третьей группе

находятся макрокапилляры, блокированные микрокапиллярами и вследствие этого содержащие неподвижные углеводороды и воду (в случае продуктивных пород) или воду (в случае водоносных пород).

Доля микрокапилляров или вероятность их присутствия в поровом пространстве P_1 равна

$$P_1 = \frac{K_{\text{гл}} \omega_{\text{адс.}}}{K_{\text{п}}} + \frac{K_{\text{карб}} \omega_{\text{кап.}}}{K_{\text{п}}} = \beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб.}} \quad (2.1)$$

где $K_{\text{гл}}$, $K_{\text{карб}}$ - содержание глинистого и карбонатного цементов в долях объема породы, $K_{\text{п}}$, $\omega_{\text{адс.}}$, $\omega_{\text{кап.}}$ - открытая пористость (в долях объема породы), содержание адсорбированной воды (в долях объема твердой компоненты глинистого цемента), содержание капиллярной воды (в долях объема твердой компоненты карбонатного цемента). Величины $\omega_{\text{адс.}}$ и $\omega_{\text{кап.}}$ в наших более ранних публикациях мы условно называли пористостью глинистого и карбонатного цемента, хотя они выражены не в долях всего объема цемента, а в долях твердых компонент этих видов цемента $K_{\text{гл}}$ и $K_{\text{карб}}$. Поэтому каждая из этих характеристик может принимать значения больше единицы. Напомним, кстати, что полный объем глинистого и карбонатного цемента равен соответственно $K_{\text{гл}} (1 + \omega_{\text{адс.}})$ и $K_{\text{карб.}} (1 + \omega_{\text{кап.}})$, а их открытая пористость составляет $\omega_{\text{адс.}} / (1 + \omega_{\text{адс.}})$ и $\omega_{\text{кап.}} / (1 + \omega_{\text{кап.}})$.

Если умножить величины $\omega_{\text{адс.}}$ и $\omega_{\text{кап.}}$ соответственно на $K_{\text{гл}}$ и $K_{\text{карб.}}$, получим содержание неподвижной воды адсорбированного и капиллярного типов в долях объема породы. Соотношение (2.1) представляет суммарное содержание неподвижной адсорбированной и капиллярной воды в долях объема открытых пор.

Доля всех макрокапилляров или вероятность их наличия в поровом пространстве породы равна

$$P_2 = 1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб.}} \quad (2.2)$$

Чтобы вычислить долю макрокапилляров, блокированных микрокапиллярами, допустим, что процессы образования макрокапилляров (каналов скелета породы, не содержащей дисперсного цемента) и микрокапилляров (каналов глинистого и карбонатного цементов) являются независимыми. Тогда по правилу вычисления вероятности совместного наступления двух независимых событий получим долю каналов, представляющих собой макрокапилляры и блокирующие их микрокапилляры:

$$P_3 = (\beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб.}}) (1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб.}}) \quad (2.3)$$

Предполагая, что в этой группе каналов макрокапилляры и микрокапилляры имеют такие же вероятности, как в породе в целом, получим следующее выражение для доли макрокапилляров, блокированных микрокапиллярами:

$$P_{3.2} = (\beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб.}}) (1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб.}})^2 \quad (2.4)$$

Итак, в нашей модели имеется три группы поровых каналов, каждая из которых вносит свой вклад в величину электрического сопротивления породы, в показания метода СП и в другие геофизические характеристики. В частности, отметим, что микрокапилляры будут иметь иную скорость пробега продольных волн и иной водородный индекс, нежели макрокапилляры. Предложенная модель пористой среды позволяет впервые построить общие, теоретические модели остаточных водо и нефтегазонасыщенности.

Легко увидеть, что «группа 1» поровых каналов будет содержать неподвижную воду (в случае гидрофильных пород) и неподвижные углеводороды и воду (в случае гидрофобизированных пород). «Группа 2» будет содержать подвижную остаточную воду, свойственную матрице водонасыщенной породы или подвижные углеводороды вместе с остаточными углеводородами и остаточной водой, свойственные матрице продуктивной породы. И, наконец, «группа 3» поровых каналов будет содержать неподвижные углеводороды (в случае продуктивных пород) и неподвижную воду (в случае водоносных пород).

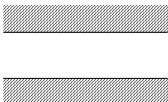
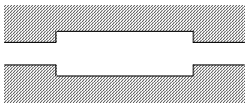
Типы поровых каналов	Вероятности присутствия в поровом пространстве
Группа 1. Микрокапилляры 	$P_1 = \beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб}} = \beta$
Группа 2. «Свободные» Макрокапилляры 	$P_2 = (1 - \beta) (1 - \beta + \beta^2)$
Группа 3. Макрокапилляры, Блокированные микрокапиллярами 	$P_3 = \beta(1-\beta) \begin{cases} P_{3,1} = \beta^2(1-\beta) \\ P_{3,2} = \beta(1-\beta)^2 \end{cases}$

Рис.1. Модель пустотного пространства пород с порами межгранулярного типа.

Здесь P_1 - вероятности присутствия в поровом пространстве каналов разных групп: P_1 – микрокапилляров, P_2 – «свободных» макрокапилляров, P_3 – макрокапилляров, блокированных микрокапиллярами, $P_{3,1}$ – микрокапилляров в третьей группе, $P_{3,2}$ – макрокапилляров в третьей группе.

Глава 3. МОДЕЛИ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ВЕЛИЧИНАМИ И «БАЗОВЫМИ» ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

§ 1. Модель удельного электрического сопротивления продуктивных пород

Модель электрического сопротивления продуктивных горных пород является самой «древней» и самой главной интерпретационной моделью для геофизических исследований скважин. В традиционных методиках интерпретации данных ГИС чаще всего используются две модели электрического сопротивления: одна описывает зависимость удельного сопротивления от открытой пористости, другая – от водонасыщенности продуктивных пород. В каждой из них предусмотрена возможность введения поправок, учитывающих влияние глинистости. В отечественных методиках эти поправки вводятся на основе так называемой «теории поверхностной проводимости». Согласно ей глинистость может только снижать сопротивление пород, хотя работами отечественных (в 60-ые годы) и зарубежных исследовате-

лей (конец 70-ых годов) показано, что присутствие глинистого материала может а) повышать сопротивление породы, б) снижать его, в) не влиять на него.

Характер влияния глинистости на удельное сопротивление породы зависит от соотношения удельных сопротивлений двойного ионного слоя $\rho_{\text{сл.}}$ и пластовой воды $\rho_{\text{в}}$. Двойной слой образуется на активной (чаще всего глинистой) поверхности порового пространства и обеспечивает электропроводность адсорбированной воды. Если $\rho_{\text{в}} > \rho_{\text{сл.}}$, присутствие в породе глинистого материала приводит к снижению электрического сопротивления порового канала и породы в целом. Если же $\rho_{\text{сл.}} > \rho_{\text{в}}$, наличие глинистого материала способствует увеличению электрического сопротивления породы. При $\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{сл.}}$ глинистый материал не влияет на сопротивление породы.

Величина удельного сопротивления двойного электрического слоя не зависит от минералогического состава и количества глинистого материала, но зависит от его структуры. Максимальное значение сопротивления слоя, соответствующее «рыхлой» глине, равно 0,8 Ом·м. Среднее, отвечающее «реальной», уплотненной глине, составляет 0,60 Ом·м. Минимальное - 0,22 Ом·м свойственно глинистому цементу, имеющему наиболее упорядоченную структуру (чешуйки располагаются параллельно поверхности зерен матрицы).

Различными исследователями предлагались модели электрического сопротивления продуктивных пород, в которых проводники электричества: пластовая вода и двойной ионный слой или пластовая вода и глина - соединены параллельно.

В модели пористой среды (рис.1) проводящие электрический ток блокированные макрокапилляры и блокирующие их микрокапилляры соединены последовательно в электрической цепи. Эта система каналов включена параллельно с двумя другими системами: свободными макрокапиллярами и микрокапиллярами. Таким образом, рассматриваемая модель характеризуется смешанным соединением этих двух проводников электричества. Точное выражение сопротивления порового канала в нашей модели довольно громоздкое. Поэтому мы его заменим хорошей аппроксимацией, имеющей следующий вид:

$$\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{1}{(K_{\text{п}}K_{\text{в}})^m} \left[\frac{\rho_{\text{сл}}}{\rho_{\text{в}}} \right]^{\frac{\beta_{\text{гл}}}{K_{\text{в}}}} \quad (3.1)$$

Для использования этой модели необходимо знать, как изменяются доля сечения порового канала, занятая двойным ионным слоем (или «пористость» глинистого цемента), и удельное сопротивление двойного ионного слоя в зависимости от минерализации воды и глинистости породы. В результате изучения классической коллекции Ваксмана – Смита (удельные сопротивления 27 образцов терригенных пород, измеренные в диапазоне концентраций хлористого натрия 5 – 0,1 нормалей раствора хлористого натрия) было получено следующее соотношение:

$$(3.2)$$

где β_0 – относительная глинистость или доля адсорбированной воды в объеме открытых пор при их насыщении высокоминерализованной водой, $\rho_{\text{в.0}}$ - удельное сопротивление воды максимальной минера-

$$\beta = \beta_0 \left[\frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{в.0}}} \right]^{0,235}$$

лизации, при которой измерена относительная глинистость β_0 .

Для расчета удельного сопротивления двойного ионного слоя в зависимости от относительной глинистости породы и минерализации воды была предложена следующая формула, применимая при удельных сопротивлениях воды, равных или более 0,22 Ом·м.

(3.3)

$$\rho_{\text{сд}} = (0,22)10^{0,2\beta_0}\rho_v$$

Соотношение (3.3) является аппроксимацией закономерности изменения сопротивления двойного слоя. Это соотношение «работает» в широком диапазоне значений минерализации воды – от 5 до 0,005 нормалей раствора хлористого натрия. Но оно не может быть проинтерпретировано физически.

Опробование предложенной модели электрического сопротивления позволило нам изучить закономерность изменения удельного сопротивления двойного слоя в зависимости от относительной глинистости породы и минерализации пластовой воды. В результате была получена зависимость удельного сопротивления двойного ионного слоя от эффективной емкости катионного обмена, приведенная на рис.2. Эффективная емкость катионного обмена выражается через емкость катионного обмена породы $q_{\text{п}}$ следующим образом

$$q_{\text{н.эфф}} = \left[\frac{q_{\text{п}}}{\frac{\beta}{\beta_0}} \right] \quad (3.4)$$

Емкость же катионного обмена линейно связана с долей открытых пор, заполненной адсорбированной водой и двойным ионным слоем:

$$\beta_0 = 0,22 q_{\text{п}} \quad (3.5)$$

Полученная зависимость удельного сопротивления двойного ионного слоя от эффективной емкости катионного обмена породы имеет две ограничительные прямые. Одна, параллельная оси абсцисс, выделяет интервал значений эффективной емкости катионного обмена, в пределах которого величина удельного сопротивления двойного слоя равна 0,22 Ом·м. Другая, наклонная, ограничивает значения сопротивления двойного слоя сверху в точках, соответствующих моменту, когда порода становится идеальной мембраной.

Между этими двумя прямыми кривые зависимости удельного сопротивления двойного слоя от эффективной емкости катионного обмена «ведут себя» так же, как кривые удельного сопротивления воды в зависимости от ее минерализации.

§ 2. Модели показаний методов собственных потенциалов и естественной радиоактивности продуктивных пород

Модель показаний метода собственных потенциалов -СП. В предложенной модели пористой среды относительная аномалия метода СП равна нулю для микрокапилляров и макрокапилляров, блокированных микрокапиллярами, относительная аномалия СП равна нулю. Для «свободных» макрока-

пилляров она равна единице. Учитывая доли порового пространства, приходящиеся на каждую из этих групп, получим следующее выражение для относительной аномалии метода СП:

$$\alpha_{СП} = (1 - \beta_{ГЛ} / K_{ВЗП}) [1 - \beta_{ГЛ} / K_{ВЗП} + (\beta_{ГЛ} / K_{ВЗП})^2] . \quad (3.6)$$

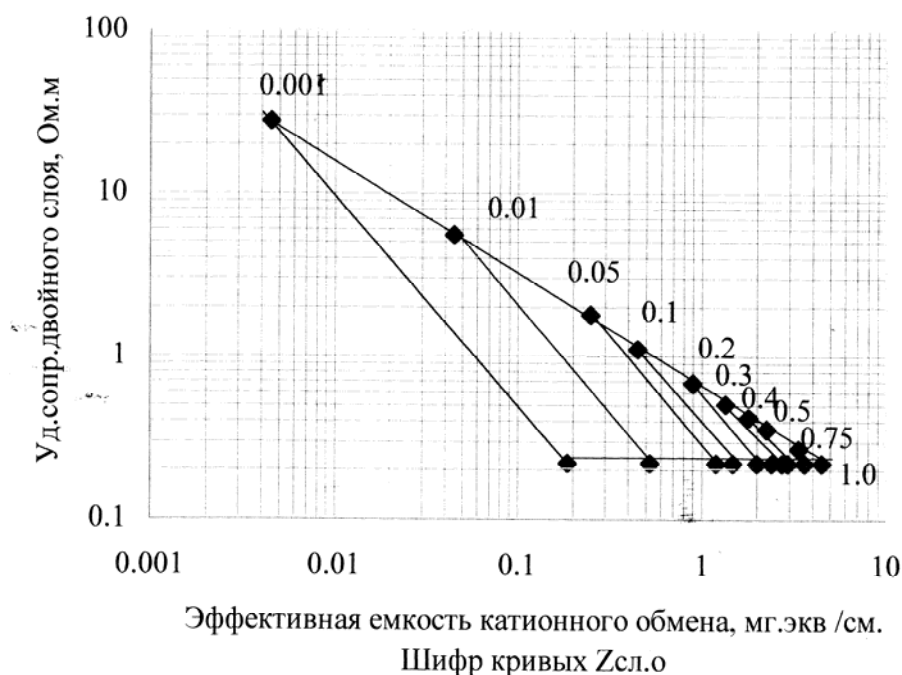


Рис.2. Зависимость удельного электрического сопротивления двойного ионного слоя от эффективной емкости катионного обмена глинистых терригенных пород.

В модель (3.6) не входит относительная карбонатность $\beta_{карб}$, поскольку мы полагаем, что

карбонатный цемент если и обладает адсорбционной активностью, то она намного меньше, чем у глинистого материала. Поэтому при построении петрофизических моделей мы полагаем, что она равна нулю. А значит, наличие карбонатного цемента не будет влиять на относительную аномалию кривой СП. Если в породе отсутствует глинистый цемент, относительная аномалия кривой СП будет равна единице независимо от того, сколько в породе будет карбонатного цемента (начиная от «нулевого» содержания и кончая критическим, когда все поровое пространство матрицы заполнено цементом). Этот «модельный» вывод прекрасно подтверждается на практике: в карбонатном разрезе кривая СП чаще всего ведет себя как «палка», то есть не выделяет коллекторы и уплотненные интервалы.

В общем случае (это следует из выражения (3.6)), показания метода СП зависят от трех величин – открытой пористости $K_{п.}$, объемной глинистости $K_{гл.}$ и водонасыщенности прискважинной зоны пласта $K_{взп.}$.

Если между открытой пористостью и относительной глинистостью существует взаимосвязь, одну из трех величин, влияющих на относительную аномалию кривой СП (в данном случае – глинистость), можно исключить. Остается водонасыщенность $K_{взп.}$. О влиянии водонасыщенности прискважинной зоны пласта $K_{взп.}$ на величину относительной аномалии кривой СП можно судить по расчетным данным, полученным на основе модели (3.6).

Так, полностью водонасыщенный пласт с аномалией СП, равной 0,819, при $K_{взп.} = 0,2$ будет иметь аномалию, равную 0,375, то есть выглядеть как не коллектор (напомним, что для отложений Западной Сибири критическое значение относительной аномалии кривой СП обычно равно 0,4). Водонасыщенный пласт, имеющий относительную аномалию СП, равную 0,672, при водонасыщенности прискважинной зоны 0,2 будет иметь нулевую аномалию кривой СП, то есть выглядеть как глина.

Используя соотношение (3.6), можно получить семейство кривых зависимости показаний СП от доли открытых пор, занятых адсорбированной водой $\beta_{гл.}$ (рис.3). Параметром этого семейства является «пористость» глинистого цемента $K_{п.гл.}$. Далее в главе будет показано, что она равна отношению критических значений открытой пористости и глинистости $K_{п.крит.} / K_{гл.крит.}$, характеризующих границу между жестким скелетом породы и «плавающими» в цементе зернами скелета.

Модель показаний метода естественной радиоактивности – ГМ. Это – единственная модель, построенная без учета рассмотренной нами модели пористой среды. Она учитывает влияние только глинистости на величину естественной радиоактивности породы. Модель имеет следующий вид:

$$\Delta I_{ГМ} = A C_{ГЛ} - B C_{ГЛ}^2, \quad (3.7)$$

где $C_{ГЛ}$ «массовая» глинистость породы, A и B – параметры модели.

Согласно этой модели

$$C_{ГЛ} = C_{ГЛ.макс.} \sqrt{1 - \Delta I_{ГМ}} \quad (3.8)$$

§ 3. Модели нейтронной, акустической и плотностной пористости

Модель пористой среды (рис.1), позволяет внести существенные коррективы в модели показаний нейтронных, акустического и плотностного гамма – гамма методов. Обычно показания этих методов выражают в масштабе пористости и называют соответственно нейтронной $K_{п.нм.}$, акустической $K_{п.ам.}$ и плотностной $K_{п.ггм.}$ пористостью. Эти характеристики равны открытой пористости только для водонасыщенных, неглинистых пород. Во всех остальных случаях все три характеристики отличаются от открытой пористости породы.

В традиционных моделях нейтронной, акустической и плотностной пористости глинистый цемент рассматривается как *однокомпонентная* среда. Поэтому влияние глинистости на показания этих методов описывается как функция содержания в породе глинистого цемента $K_{\text{гл}}$.



Рис.3. Универсальная взаимосвязь показаний метода СП с открытой пористостью типичных терригенных отложений.

Модуль кривых $\omega_{\text{адс.}}$ — количество адсорбированной воды в глинистом цементе.

В предложенной нами модели пористой среды глина *выступает* как *двухкомпонентная* система. Ее влияние на физические свойства пород определяется не только содержанием глинистого цемента $K_{\text{гл}}$ и его свойствами, но и количеством *адсорбированной воды* $K_{\text{п.гл}}$ и ее свойствами

До настоящего времени свойства адсорбированной воды, влияющие на нейтронную, акустическую и плотностную пористость, изучены явно недостаточно. Плотность этой воды, по данным ряда исследователей, равна $1,3 \text{ г / см}^3$. Водородный индекс связанной воды с указанной величиной плотности $\omega_{\text{св.в.}}$ будет равен 1,3. Мы попробуем дополнить эти данные и учесть их в моделях нейтронной, акустической и плотностной пористости.

Модель нейтронной пористости. Согласно Р.А.Резванову (Б.Ю.Вендельштейн и Р.А.Резванов, 1978), эта модель будет иметь следующий вид:

$$K_{\text{п.нм}} = \omega + \Delta \omega_{\text{пл}} + \Delta \omega_{\text{лит.}}, \quad (3.9)$$

где $K_{\text{п.нм}}$ — нейтронная пористость породы или показания нейтронного метода в масштабе пористости; ω — водородосодержание или водородный индекс породы; $\Delta \omega_{\text{пл}}$ — плотностной или экскавационный эффект, возникающий из-за различия плотности матрицы породы, с одной стороны, и глинистого цемен-

та и углеводородов, с другой; литологический эффект, обусловленный различием литологии стандартного пласта (по которому эталонировались показания метода) и исследуемого пласта.

Существующая методика учета литологического эффекта достаточно надежная. Поэтому мы не будем ее рассматривать. Остановимся на способах расчета водородосодержания породы и плотностного эффекта.

Величина водородосодержания породы складывается из следующих компонент:

$$\omega = (K_{\Pi} - K_{\text{ГЛ}} \omega_{\text{адс.}}) [(K_{\text{ВЗП}} + \omega_{\text{НГ}}(1 - K_{\text{ВЗП}}))] + \omega_{\text{Х}} K_{\text{ГЛ}} + \omega_{\text{СВ.В}} K_{\text{ГЛ}} \omega_{\text{адс.}}, \quad (3.10)$$

где $K_{\text{ВЗП}}$ – водонасыщенность прискважинной зоны; $\omega_{\text{НГ}}$, $\omega_{\text{Х}}$, $\omega_{\text{адс.}}$ – соответственно водородосодержание углеводородов, химически связанной воды, находящейся в молекулярной решетке глины и адсорбированной воды.

Величина плотностного эффекта может быть приближенно описана следующим выражением:

$$\Delta \omega_{\text{пл}} = BK_{\text{П.НМ}} \Delta \delta, \quad (3.11)$$

где B – параметр, зависящий от модификации нейтронных методов; для нейтронного гамма – метода $B = 1$; $\Delta \delta = \delta - \delta_{\text{ст.}}$; $\delta_{\text{ст.}}$ – плотность стандартной породы с той же влажностью, что и компонента с плотностью δ , обуславливающая плотностной эффект.

$$\Delta \delta = K_{\text{ГЛ}} \Delta_{\text{ГЛ}} - K_{\Pi} K_{\text{ВЗП}} \Delta_{\text{НГ}}, \quad (3.12)$$

$$\Delta_{\text{ГЛ}} = \delta_{\text{ГЛ}} - \omega_{\text{Х}} \delta_{\text{В}} - \delta_{\text{М}} (1 - \omega_{\text{Х}}),$$

$$\Delta_{\text{НГ}} = \delta_{\text{М}} - \omega_{\text{НГ}} (\delta_{\text{М}} - \delta_{\text{В}}) - \delta_{\text{НГ}}$$

где $\delta_{\text{М}}$, $\delta_{\text{ГЛ}}$, $\delta_{\text{В}}$, $\delta_{\text{НГ}}$ – значения плотности матрицы породы, минеральной плотности глинистого материала, пластовой воды и углеводородов.

Пренебрегая различиями в значениях углеводородного индекса пластовой и адсорбированной воды, получим модель нейтронной пористости в следующем виде:

$$K_{\text{П.НМ}} = K_{\Pi} [(K_{\text{ВЗП}} + \omega_{\text{НГ}}(1 - K_{\text{ВЗП}})) + \omega_{\text{Х}} K_{\text{ГЛ}} + BK_{\text{П.НМ}} (K_{\text{ГЛ}} \Delta_{\text{ГЛ}} - K_{\Pi}(1 - K_{\text{ВЗП}} \Delta_{\text{НГ}}))] \quad (3.13)$$

Мы уже говорили, что для нейтронного гамма – метода параметр $B=1$. Если глинистый цемент представлен смесью каолинита, хлорита и гидрослюд в равных объемах, $\omega_{\text{Х}} = 0,30$; $\Delta_{\text{ГЛ}} = 0,55$. Величина $\Delta_{\text{НГ}}$ зависит от плотности углеводородов. Водородный индекс газа (нефти) может быть рассчитан по следующей формуле:

$$\omega_{\text{НГ}} = \left(\frac{9x}{12 + x} \right) \delta_{\text{НГ}}, \quad x = 4 - 2,5 \delta_{\text{НГ}} \quad (3.14)$$

Для определения водородного индекса нужно знать плотность углеводородов. Плотность нефти не очень сильно изменяется с изменением температуры и давления. Кроме того, она мало отличается от плотности воды. В первом приближении можно допустить, что водородные индексы нефти и воды равны.

Плотность существенно зависит как от состава газа, так и от термодинамических условий. Для метана можно использовать следующую формулу [2]:

$$\delta_r = 2,083 P / T, \quad (3.15)$$

где P – давление в мПа, T – температура в градусах Кельвина.

Модель плотностной пористости (показаний гамма-гамма-метода). Ограничимся случаем *простого* литологического состава матрицы породы:

$$\begin{aligned} \delta_{\Pi} = & \delta_M(1-K_{\Pi}-K_{ГЛ}) + \delta_B(K_{\Pi}K_{ВЗП} - K_{ГЛ}K_{\Pi,ГЛ}) + K_{\Pi}(1-K_{ВЗП})\delta_{НГ} + \delta_{ГЛ}K_{ГЛ} + \\ & + \delta_{св.в} K_{ГЛ}K_{\Pi,ГЛ}, \end{aligned} \quad (3.16)$$

где $\delta_{св.в}$ – плотность адсорбированной воды.

Перейдя к *плотностной* пористости, получим следующее выражение:

$$\begin{aligned} \frac{\delta_M - \delta_{\Pi}}{\delta_M - \delta_B} = & K_{\Pi,ГЛМ} = K_{\Pi} + \frac{\delta_M - \delta_{НГ}}{\delta_M - \delta_B} K_{\Pi}(1 - K_{ВЗП}) + \frac{\delta_M - \delta_{ГЛ}}{\delta_M - \delta_B} K_{ГЛ} + \\ & \frac{\delta_M - \delta_{св.в}}{\delta_M - \delta_B} K_{ГЛ} \omega_{адс}. \end{aligned} \quad (3.17)$$

Из выражения (3.17) видно, что, в отличие от традиционного вида модели плотностной пористости, предлагаемая модель отражает влияние глинистости как *двухкомпонентной* системы. На плотностную пористость влияет не только *твердая* глина, но и *адсорбированная* на поверхности глинистых поровых каналов (микрокапилляров) вода. Любопытно, что твердая глина практически не влияет на плотностную пористость терригенных пород, так как плотность глины почти такая же, как и плотность матрицы породы. Не очень сильно она влияет на плотностную пористость карбонатной породы, немного ее увеличивая. В то же время *жидкая* компонента глинистой системы *снижает* плотностную пористость и тем больше, чем более пресная вода насыщает поры породы.

Модель акустической пористости (показаний акустического метода). С учетом того, что глина рассматривается нами как двухкомпонентная система, эта модель выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta T_{\Pi} - \Delta T_M}{\Delta T_B - \Delta T_M} = & K_{\Pi,ам.} = K_{\Pi}K_{ВЗП} + \frac{\Delta T_{ГЛ} - \Delta T_M}{\Delta T_B - \Delta T_M} K_{ГЛ} + \frac{\Delta T_{св.в.} - \Delta T_B}{\Delta T_B - \Delta T_M} K_{ГЛ}\omega_{адс.} + \\ & + \frac{\Delta T_{НГ} - \Delta T_M}{\Delta T_B - \Delta T_M} K_{\Pi}(1 - K_{ВЗП}), \end{aligned} \quad (3.18)$$

где $-\Delta T_{\Pi}$, ΔT_M , ΔT_B , $\Delta T_{ГЛ}$, $\Delta T_{св.в.}$, $\Delta T_{НГ}$ – соответственно интервальное время пробега продольных волн в породе, в матрице породы, в пластовой воде, в твердой компоненте глины, в адсорбированной воде и в углеводородах.

Для практического использования модели (3.18) нужно знать интервальные времена пробега продольных волн в глине, адсорбированной воде и углеводородах.

Оценки интервальных времен пробега продольных волн в твердой компоненте глины и в адсорбированной воде, полученные по данным [2], приведены в таблице 1.

Структура глинистых частиц в глинах и глинистом цементе разная. Если в глинах частицы располагаются по принципу *карточного домика*, то в глинистом цементе они расположены *более упорядочено*,

как бы *повторяя* форму зерен матрицы, к которым они *прилегают*. Учитывая это, мы оценили независимым способом интервальные времена пробега продольных волн для глинистого цемента. При этом мы считали, что используемый в традиционных методиках интерпретации данных акустического метода параметр – *интервальное время пробега продольных волн в скелете породы* – на самом деле *таковым не является* и имеет совершенно другой физический смысл, характеризуя *максимально заглинизированную породу* (в случае терригенных отложений).

Таблица 1. Оценки интервальных времен пробега продольных волн в твердой компоненте глины и в адсорбированной воде для глин разного минералогического состава.

Глина	Каолинит	Гидрослюда	Монтмориллонит
Интервальное время пробега в глине, мс / м	213	238	270
Интервальное время пробега в адсорбированной воде, мс / м	680	754	814

Допуская, что глинистость породы с нулевой пористостью равна максимальной глинистости наиболее уплотненной породы, мы получили следующие (вероятнее всего, заниженные) оценки интервального времени пробега продольных волн в твердой компоненте глинистого цемента: для нижнелесовых отложений Украины 236 мсек. / м, а для отложений Якутии – 265 мсек. / м. Интервальное время пробега в адсорбированной воде для этих же отложений равно соответственно 660 и 685 мсек./ м. Данных об интервальном времени пробега продольных волн в нефти и газе практически нет. По самым грубым прикидкам, акустическую пористость нефти можно считать равной 0,15, а газа - 0,40.

§ 4. Модели, описывающие взаимосвязи между «базовыми» характеристиками продуктивных отложений (модели – «связки»)

К числу таких моделей относятся модели, описывающие взаимосвязи между а) открытой пористостью скелета породы с открытой пористостью, глинистостью и карбонатностью типичных терригенных отложений и простых карбонатных отложений (глава), б) открытой пористостью и содержанием различных литологических компонент в карбонатных отложениях и в) водонасыщенностью прискважинной зоны $K_{взп}$ и породы K_v .

Первая из этих моделей для отложений с глинистым (3.19) и глинисто-карбонатным (3.20) цементом имеет вид:

$$K_{п.ск} = K_{п} + BK_{гл} \quad (3.19)$$

$$K_{п.ск} = K_{п} + B_1 K_{гл} + B_2 K_{карб} \quad (3.20)$$

где B , B_1 и B_2 – параметры, равные единице, в случае рассеянного глинистого и карбонатного цемента, и меньше единице, когда помимо рассеянного типа цемента в породе присутствует цемент структурного типа.

Для простых карбонатных отложений аналогичная модель будет иметь вид:

$$K_{п} + K_{карб} + B_1 K_{гл} = K_{п.ск} \quad (3.21)$$

Вторая модель, по сути дела, является условием нормировки:

$$K_{\Pi} + K_{\text{гл.}} + K_{\text{изв.}} + K_{\text{дол.}} + K_{\text{ангидр.}} + K_{\text{гипс}} + K_{\text{песч}} = 1 \quad (3.22)$$

где $K_{\text{изв.}}$, $K_{\text{дол.}}$, $K_{\text{ангидр.}}$, $K_{\text{гипс}}$, $K_{\text{песч}}$ - соответственно содержание в долях объема породы известняка, доломита, ангидрита, гипса, песчаника.

Третью модель мы используем в следующем виде:

$$K_{\text{взп}} = A K_{\text{в}} + 1 - A \quad (3.23)$$

Параметр A чаще всего равен 0,3 – 0,5.

Глава 4. МОДЕЛИ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ «БАЗОВЫМИ» И ДРУГИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ПРОДУКТИВНЫХ ПОРОД

§1. Взаимосвязи остаточных водо и нефтегазонасыщенности с открытой пористостью, глинистостью и карбонатностью

В модели пористой среды (рис.1) микрокапилляры содержат либо остаточную воду (в случае гидрофильной породы), либо остаточную воду и остаточные углеводороды в виде молекул, адсорбированных на глинистой поверхности пор (в случае гидрофобизированной породы). Доли остаточной воды и остаточных углеводородов в микрокапиллярах будут соответственно равны $1 - K_{\text{гфб}}$ и $K_{\text{гфб}}$

Свободные макрокапилляры содержат не фильтрующиеся углеводороды и воду в объемах, равных остаточной водонасыщенности матрицы $K_{\text{ов.м.}}$ и остаточной нефтегазонасыщенности матрицы $K_{\text{онг.м.}}$.

В заблокированных макрокапиллярах ни углеводороды, ни вода двигаться не могут.

Умножая содержания остаточных воды и углеводородов в рассмотренных группах капилляров на доли, занимаемые этими группами в поровом пространстве, получим модели остаточных водо и нефтегазонасыщенности.

Так, модель остаточной водонасыщенности продуктивной породы:

$$K_{\text{ов}} = K_{\text{ов.ск.}} (1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб.}}) + (1 - K_{\text{гфб}}) \beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб.}} \quad (3.24)$$

Модель остаточной нефтегазонасыщенности этой же породы будет выглядеть следующим образом:

$$K_{\text{онг}} = K_{\text{онг.ск.}} (1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб.}}) + (1 - K_{\text{онг.ск.}} - K_{\text{ов.ск.}}) (\beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб.}}) (1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб.}})^2 + K_{\text{гфб}} \beta_{\text{гл}} \quad (3.25)$$

Согласно (3.25), остаточная вода состоит из следующих компонент: а) воды «чистых» пород, представленной водой тупиков пор и пленочной, б) адсорбированной, содержащейся в порах глинистого цемента, в) капиллярной, находящейся в порах карбонатного цемента. Все три категории остаточной воды находятся в худшей части порового пространства, не участвующей в фильтрационных процессах и образующей, согласно Б.И. Тульбовичу, область застойных зон порового пространства.

По иному «ведут себя» остаточные углеводороды, состоящие из а) адсорбированных молекул углеводородов на глинистой поверхности пор, и б) остаточных углеводородов в «чистых» породах. Если

первая компонента, как и остаточная вода, находится в худшей части порового пространства, то вторая, представленная каплями нефти или пузырьками газа, образовавшимися в момент прекращения фильтрации углеводородов, присутствует в лучшей части порового пространства.

В наших работах [3] было показано, что модели (3.24) и (3.25) хорошо согласуется с фактическими данными.

§2. Взаимосвязи абсолютной, эффективных и фазовых проницаемостей с «живым» сечением, извилистостью и радиусом поровых каналов

К настоящему времени оценку всех видов проницаемости продуктивных отложений по скважинным данным производят с помощью эмпирических формул, имеющим чаще всего очень узкую область применимости.

Очень мало внимания уделяется в специальной литературе эффективным проницаемостям продуктивных пород по нефти, газу и воде. Наибольший объем исследований был посвящен изучению эффективной проницаемости по газу. В первую очередь, следует отметить работы А.А.Ханина.

Хотим обратить внимание на абсолютно неправильное проведение экспериментов (весьма малочисленных) по измерению эффективных проницаемостей. Чаще всего эффективные проницаемости по газу и нефти измеряют, насыщая образец породы водой, затем снижая водонасыщенность образца породы до остаточной и пропуская через породу воздух или заменитель нефти.

Полученная таким путем эффективная проницаемость существенно завышается. В реальных условиях в продуктивной породе при однофазной фильтрации нефти, газа или воды *имеется не только остаточная водонасыщенность, но и остаточная нефтегазонасыщенность*. Поэтому при измерении эффективных проницаемостей образцов пород рассмотренным способом дополнительно включаются в объем «фильтрующих» пор, по крайней мере, 25-30% порового пространства, что приводит к очень существенному завышению эффективных проницаемостей. Из сказанного должно быть ясно, что имеющиеся экспериментальные данные (в основном по эффективной проницаемости по газу) А.А.Ханина, Корчагина и др. исследователей дают завышенные значения проницаемости.

Мы попытались получить теоретические модели абсолютной, эффективных и фазовых проницаемостей по нефти, газу и воде. Была высказана гипотеза о том, что модель так называемого идеального грунта, представляющего собой среду с извилистыми цилиндрическими капиллярами, можно «*приспособить*» для реальных горных пород. Несмотря на «хаос», царящий внутри порового пространства, в нем при наложении электрического поля или перепада давления *движение электрического тока или фильтрация нефти, газа и воды происходят по наиболее упорядоченной части порового пространства, имеющей достаточно простую форму*. И эту часть порового пространства можно моделировать с помощью извилистых цилиндрических каналов. Если выдвинутая гипотеза справедлива, для применения теории идеального грунта нужно выделить именно эту часть порового пространства, очистив его от остального объема пор, не принимающего участия в прохождении электрического тока (в случае моделирования электропроводности) или – в фильтрации нефти, газа и воды (в случае моделирования прони-

цаемости). Как оказалось, такой подход оказался весьма плодотворным при моделировании не только абсолютной проницаемости, но также эффективных и фазовых проницаемостей. Мало того, как нам кажется, этот подход позволил нам вплотную подойти к вскрытию **петрофизического закона проницаемости пород с межгранулярным типом пустотного пространства**. Далее мы попытаемся этот закон сформулировать.

Уравнение Козени для идеального грунта может быть представлено в следующем виде:

$$K_{\text{пр.абс.}} = \frac{K_{\text{п}} r_{\text{п}}^2}{4K T^2}, \quad (3.26)$$

где $K_{\text{пр.абс}}$ – абсолютная проницаемость в дарси, $r_{\text{п}}$ – радиус поровых каналов, T – извилистость поровых каналов, K – коэффициент, отражающий форму порового сечения канала и изменяющийся в небольшом диапазоне и равный 2 для круга.

Для расчета проницаемости реальных горных пород это уравнение было модифицировано следующим образом. Вместо открытой пористости было использовано так называемое *живое сечение* порового канала. $\varphi(1 - K_{\text{ов}})$, где φ – просветность поровых каналов или его *живое сечение для прохождения электрического тока*. Ранее мы уже говорили о том, что остаточная вода занимает худшую часть порового пространства, не принимающую участия в фильтрационных процессах, хотя она и проводит электрический ток.

В рассматриваемой модели фильтрация воздуха будет осуществляться по цилиндрическим капиллярам, имеющим сечение, равное $\varphi(1 - K_{\text{ов}})$, длину T и радиус $r_{\text{п}}$. Уравнение Козени примет следующий вид:

$$K_{\text{пр.абс.}} = \frac{\varphi(1 - K_{\text{ов}}) r_{\text{п}}^2}{8T^2} \quad (3.27)$$

Для практического использования формулы нужно знать просветность, извилистость, радиус фильтрующих каналов и остаточную водонасыщенность.

Остаточная водонасыщенность оценивается с помощью рассмотренной ранее модели $K_{\text{ов}}$. Извилистость и просветность поровых каналов рассчитываются с помощью известных формул по величинам открытой пористости и параметра пористости:

$$T^2 = K_{\text{п}} P_{\text{п}}, \quad \varphi = (K_{\text{п}} / P_{\text{п}})^{1/2} \quad (3.28)$$

Исследование корреляционных связей фильтрующего радиуса пор с другими характеристиками терригенных пород показало, что его можно рассчитать, используя долю свободных макрокапилляров в рассмотренной нами ранее модели пористой среды.

Радиус поровых каналов $r_{\text{п.р}}$ рассчитывался по формуле:

$$r_{\text{п.р}} = r_{\text{п.р}} \max \frac{D_{\text{св.макр.}} (1 - \alpha)}{(1 - \alpha)_{\text{макс.}}} \quad (3.29)$$

где $r_{п.р \max}$ – максимальный радиус фильтрующих поровых каналов наилучшей разности пород (матрицы); $(1 - \alpha)_{\max}$ и $(1 - \alpha)$ – доли поровых каналов матрицы и исследуемой породы, свободные от застойных зон или тупиковых участков. Эти доли рассчитываются как отношение живого сечения порового канала для фильтрации воздуха к открытой пористости.

Полученные значения радиусов поровых каналов хорошо согласуются с «фактическими», оцененными по абсолютной проницаемости, живому сечению и извилистости порового канала [3]. Таким образом, для использования рассмотренной методики оценки абсолютной проницаемости нужно рассчитать максимальный радиус фильтрующего порового канала для чистых пород (для этого нужно знать пористость матрицы и максимальную проницаемость изучаемых отложений), а затем по формуле (3.29) определить радиус канала для изучаемого пласта.

В работе [3] приводятся результаты опробования модифицированной формулы Козени на материалах лабораторного исследования образцов терригенных отложений. Мы рассмотрим такие же результаты, полученные на карбонатных образцах нефтеносных отложений межгранулярного типа месторождения Фидда (Ливия).

Для этих отложений была применена та же петрофизическая модель (глава 5), что и для терригенных отложений. Допускалось, что скелет карбонатных отложений заполняется карбонатным цементом, так же, как и скелет терригенных пород. Не останавливаясь подробно на оценке параметров модели, отметим, что при расчетах были приняты следующие их значения: $K_{п.ск.} = 0,30$, $K_{об.ск.} = 0,15$, $\omega_{кап.} = 0,10$, $K_{пр.абс.ск.} = 40$ мД. Расчетный максимальный радиус фильтрующих каналов оказался равным 2,64 мкм.

В таблице 2 показаны результаты сопоставления измеренных и рассчитанных значений абсолютной проницаемости.

Видно, что и в случае карбонатных пород предложенная модель абсолютной проницаемости и методика ее использования для реальных расчетов дает хорошие результаты. Коэффициент корреляции связи расчетной и измеренной проницаемости 43 карбонатных образцов (в таблице представлена часть данных) равен 0,796.

Таким образом, можно говорить о том, что предложенная модифицированная формула Козени позволяет рассчитывать абсолютную проницаемость как терригенных, так и карбонатных образцов пород межгранулярного типа с хорошей точностью.

Перейдем к оценке эффективных и фазовых проницаемостей.

При однофазной фильтрации воды и углеводородов (эффективные проницаемости для воды и углеводородов) живые сечения будут зависеть от направления фильтрационного процесса. Радиус фильтрующих поровых каналов при однофазной фильтрации нефти (газа) и воды будет таким же, как и при однофазной фильтрации воздуха (при измерении абсолютной проницаемости).

Если вода вытесняет углеводороды, (процесс впитывания), живое сечение для нее будет равно

$$\varphi_{2,1} = \varphi - K_v^* - K_{онг} \quad (3.30)$$

Живое сечение для фильтрации углеводородов окажется равным

$$\varphi_{3,1} = \varphi - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}} \quad (3.31)$$

Если углеводороды вытесняют воду (процесс дренирования), живые сечения порового канала для воды и углеводородов будут несколько иными:

$$\varphi_{2,2} = \varphi - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}} \quad (3.32)$$

$$\varphi_{3,2} = \varphi - K_{\text{ов}} - K_{\text{нг}}^* \quad (3.33)$$

Подставив в формулу Козени соотношения (3.31) и (3.30) и выражая эффективные проницаемости по нефти (газу) и воде через абсолютную проницаемость, получим следующие формулы для процесса впитывания:

$$K_{\text{пр.эф.нг}} = K_{\text{пр.абс}} \cdot \left(\frac{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}}}{1 - K_{\text{ов}}} \right) \quad (3.34)$$

$$K_{\text{пр.эф.в}} = K_{\text{пр.абс}} \cdot \left(\frac{1 - K_{\text{в}}^* - K_{\text{онг}}}{1 - K_{\text{ов}}} \right) \quad (3.35)$$

Водонасыщенность $K_{\text{в}}^*$ представляет собой «начальную» водонасыщенность для движения воды, то есть водонасыщенность, начиная с которой фазовая проницаемость по воде становится больше нуля. Эта характеристика неоднократно изучалась экспериментально как для нефтеносных, так и для газоносных терригенных и карбонатных отложений[2]. Установлена ее тесная взаимосвязь с остаточной водонасыщенностью:

$$\frac{K_{\text{г}}^* - K_{\text{ов}}}{1 - K_{\text{ов}}} = 0,27 - 0,34 \quad (3.36)$$

Принимая среднюю величину этого отношения 0,31, получим следующую формулу для расчета начальной водонасыщенности:

$$K_{\text{в}}^* = 0,31 + 0,69 K_{\text{ов}} \quad (3.37)$$

При вытеснении воды нефтью или газом (процесс дренирования) формулы для эффективных проницаемостей будут иметь следующий вид:

$$K_{\text{пр.эф.нг}} = K_{\text{пр.абс}} \cdot \left(\frac{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{нг}}^*}{1 - K_{\text{ов}}} \right) \quad (3.38)$$

$$K_{\text{пр.эф.в}} = K_{\text{пр.абс}} \cdot \left(\frac{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}}}{1 - K_{\text{ов}}} \right) \quad (3.39)$$

«Начальная» нефтегазонасыщенность $K_{\text{нг}}^*$ (при ней фазовая проницаемость по нефти (газу) становится больше нуля) изучена гораздо меньше, чем $K_{\text{в}}^*$. Была получена следующая формула для расчета этой характеристики (по данным лабораторного изучения карбонатных образцов месторождения Фидда):

$$K_{\text{нг}}^* = 0,50 + 0,50 K_{\text{онг}} \quad (3.40)$$

Это выражение вряд ли можно использовать в общем случае по аналогии с выражением для K_B^* . В отличие от «начальной» водонасыщенности «начальная» нефтегазонасыщенность, вероятнее всего, будет существенно зависеть от вязкости углеводородов. В общем случае величина $K_{нг}^*$ должна зависеть от параметров нефти и газа, в первую очередь, от вязкости.

Мы хотим подчеркнуть важность знания начальной нефтегазонасыщенности $K_{нг}^*$. Она необходима при оценке границы однофазного и двухфазного движения для процесса дренирования (глава 6).

Результаты опробования моделей эффективных проницаемостей (таблица 2) свидетельствуют о том, что сходимость измеренных и расчетных величин очень хорошая. Коэффициент корреляции между измеренными и расчетными значениями эффективной проницаемости по нефти равен 0,97, по воде – 0,84.

И, наконец, модифицированную формулу Козени оказалось возможным применить к расчету фазовых проницаемостей. В этом случае изменятся не только живые сечения, но и радиусы фильтрующих каналов. Не останавливаясь на элементарных расчетах, приведем формулы для фазовых проницаемостей.

В случае вытеснения углеводородов водой (процесс впитывания) эти формулы будут иметь следующий вид:

$$K_{пр.ф.нг.} = K_{пр.эф.нг.} \left[\frac{1 - K_B - K_{онг}}{1 - K_{ов} - K_{онг}} \right]^2 \quad (3.41)$$

$$K_{пр.ф.в.} = K_{пр.эф.в.} \left[\frac{K_B - K_B^*}{1 - K_{ов} - K_{онг}} \right]^2 \quad (3.42)$$

В случае вытеснения воды нефтью или газом (процесс дренирования):

$$K_{пр.ф.нг.} = K_{пр.эф.нг.} \left[\frac{1 - K_B - K_{нг}^*}{1 - K_{ов} - K_{онг}} \right]^2 \quad (3.43)$$

$$K_{пр.ф.в.} = K_{пр.эф.в.} \left[\frac{K_B - K_{ов}}{1 - K_{ов} - K_{онг}} \right]^2 \quad (3.44)$$

Нам удалось опробовать первую из этих формул (вытеснение воды нефтью) и последнюю (вытеснение нефти водой), используя результаты измерения фазовых проницаемостей по нефти (процесс впитывания) и по воде (процесс дренирования) на образцах карбонатных пород месторождения Фидда. Результаты проверки дали хорошие результаты. Коэффициент корреляции взаимосвязи между расчетными и измеренными значениями фазовых проницаемостей превысил 0,9.

Подведем итоги исследованию моделей абсолютной, эффективных и фазовых проницаемостей продуктивных отложений межгранулярного типа.

1. Все модели имеют один и тот же вид:

$$K_{пр.} = \frac{\Psi R_{\Pi}^2}{KT^2}, \quad (3.45)$$

где Ψ -«живое» сечение капилляра, принимающего участие либо в однофазной фильтрации в порах породы воздуха, воды, углеводородов, либо – капилляра, принимающего участие в фильтрации какой-то одной фазы (воды или углеводородов) при двухфазной фильтрации в порах породы; R_n - радиус фильтрующего капилляра, имеющий одни и те же значения при постоянной величине Ψ для однофазной фильтрации воздуха, воды и углеводородов и принимающий

Таблица 2. Сопоставление измеренных и расчетных значений абсолютной и эффективных проницаемостей по нефти и воде для карбонатных отложений месторождения Фидда (Ливия).

№ скв.	№ обр.	K_n	$K_{ов}$	$K_{он}$	$K_{в}^*$	$K_{пр.абс. мД}$		$K_{пр.эф.н. мД}$		$K_{пр.эф.в.мД}$	
						измерен.	расчетн.	измерен.	расчетн.	измерен.	расчетн.
5	1	0,193	0,272	0,407	0,478	3,4	6,6	1,1	1,5	0,74	0,45
5	11	0,218	0,109	0,375	0,385	3,5	9,8	2,0	2,0	0,35	0,94
5	13	0,221	0,133	0,326	0,408	9,0	14,8	5,30	5,62	0,80	2,80
5	21	0,211	0,143	0,383	0,409	18,0	10,5	6,7	10,0	3,7	4,6
5	22	0,198	0,161	0,341	0,420	28,0	4,9	23,0	16,6	12,0	8,0
5	27	0,133	0,219	0,385	0,460	2,6	0,59	1,2	1,3	0,74	0,52
8	161	0,151	0,237	0,480	0,473	1,0	3,4	0,34	0,37	0,05	0,06
8	163	0,242	0,145	0,41	0,411	9,6	16,5	5,8	5,63	2,1	2,02
8	166	0,132	0,156	0,587	0,418	0,89	2,8	0,29	0,27	0,05	0,00
8	195	0,217	0,107	0,322	0,384	6,9	19,6	3,1	4,4	0,96	2,27
8	196	0,17	0,127	0,411	0,398	6,2	5,2	3,4	3,3	1,1	1,36
8	199	0,204	0,198	0,391	0,447	1,3	12,4	0,40	0,67	0,07	0,23
6	68	0,232	0,216	0,349	0,459	10	15,3	7,0	5,54	1,0	2,44
6	82	0,143	0,15	0,394	0,413	5,8	3,1	3,5	3,1	1,4	1,34
6	90	0,185	0,084	0,434	0,368	20	7,1	14	11	9,6	4,7
6	94	0,159	0,181	0,513	0,435	1,4	5,0	0,55	0,52	-	-
6	128	0,172	0,151	0,46	0,414	3,5	6,2	1,5	1,6	0,18	0,52
2	90	0,262	0,13	0,411	0,400	48	63,9	37	25	5,0	10,4
2	61	0,244	0,097	0,291	0,377	44	52,1	37	30	15,0	16,0
2	18	0,216	0,233	0,331	0,471	32	13,7	390	18	16	8,3
2	71	0,203	0,216	0,312	0,459	28	8,8	24	17	14	8,1
2	20	0,259	0,172	0,234	0,429	18	26,8	14	14,9	3,7	7,3
2	41	0,203	0,212	0,361	0,456	17	8,2	13,0	9,2	6,6	3,9
2	16	0,30	0,167	0,265	0,425	11	35,7	6,04	7,5	2,8	4,0
2	35	0,186	0,16	0,344	0,420	7,4	5,0	5,0	4,4	1,5	2,1
2	56	0,208	0,238	0,294	0,474	5,3	11,1	2,7	3,3	0,49	1,64
2	8	0,109	0,128	0,516	0,400	1,8	0,4	1,4	0,60	0,91	0,17
2	70	0,10	0,178	0,493	0,433	1,2	0,4	0,50	0,48	0,17	0,11
2	55	0,163	0,092	0,566	0,373	1,2	2,5	0,44	0,45	0,11	0,09
2	106	0,157	0,162	0,673	0,422	0,80	3,3	0,10	0,16	0,10	0,00

разные значения для фильтрации воды и углеводородов в случае двухфазной фильтрации флюидов в породе, T – извилистость поровых каналов, остающаяся постоянной при всех вариантах фильтрации флюидов.

2. Модели описывают различные виды проницаемости продуктивных пород (абсолютную проницаемость, эффективные проницаемости по углеводородам и воде, фазовые проницаемости по

углеводородам и воде) с хорошей точностью, соизмеримой с точностью непосредственного измерения проницаемости на образцах пород.

3. Модели одинаково хорошо описывают как терригенные, так и карбонатные породы межгранулярного типа.

Полученные результаты позволяют нам высказать предположение о том, **что соотношение (3.45) является петрофизическим законом проницаемости нефтегазоносных осадочных пород с межгранулярным типом пустот.**

Конечно, для доказательства этого предположения необходимо провести более широкое опробование предложенных нами моделей. А в настоящее время можно констатировать, что *эти модели позволяют надежно оценивать по скважинным данным абсолютную, эффективные и фазовые проницаемости терригенных и карбонатных пород с межгранулярной пористостью.*

Глава 5. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ. СИСТЕМЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ РАЗНЫХ КЛАССОВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

§ 1. Петрофизическая классификация продуктивных отложений

Мы рассмотрели отдельные петрофизические модели. Эти и другие модели необходимо объединить в систему интерпретационных моделей, на основе которой и должна производиться комплексная интерпретация скважинных данных и, в первую очередь, данных геофизических исследований скважин – ГИС.

Очевидно, что для *разных продуктивных отложений должны быть использованы разные системы моделей петрофизических связей*. Автором была предложена петрофизическая классификация продуктивных отложений (М.М.Элланский, 1985). Эта классификация является открытой. В нее в дальнейшем могут быть добавлены новые классы и подклассы.

В настоящее время выделено *три класса продуктивных отложений: терригенные, карбонатные и отложения с нетрадиционными коллекторами*. В каждом классе выделяются подклассы. В классе терригенных коллекторов в настоящее время выделено три подкласса: *типичные терригенные отложения с глинистым цементом, типичные терригенные отложения с глинисто-карбонатным цементом и нетипичные терригенные отложения*. В последнем подклассе выделено пока две группы: *недоуплотненные отложения (шельф Сахалина, север Западной Сибири, Гыданский и Ямалский полуострова) и отложения порово-трещинного типа с кварцитовым цементом (пиленгиты, распространенные на Сахалине и Камчатке).*

В классе карбонатных отложений выделено два подкласса: *простые карбонатные отложения – известняки с пустотами межгранулярного типа и сложные карбонатные отложения, имеющие сложный литологический состав и сложную структуру пустотного пространства.*

К классу отложений с нетрадиционными коллекторами отнесены два подкласса: *аргиллиты (бажениты и акжариты) и отложения кристаллического фундамента.*

§ 2. Системы многомерных моделей петрофизических взаимосвязей для продуктивных отложений разных классов

Ранее мы уже говорили о том, что система интерпретационных моделей петрофизических взаимосвязей (независимо от класса продуктивных отложений) должна состоять из трех подсистем. В первую подсистему входят модели взаимосвязей, которые представляют собой решения прямых петрофизических задач. Во вторую подсистему нужно включить модели – связки, описывающие взаимосвязи между различными аргументами первой подсистемы моделей, названными нами «базовыми» характеристиками продуктивных отложений. В третьей подсистеме должны быть модели взаимосвязей остаточных водо- и нефтегазонасыщенности, абсолютной и фазовых проницаемостей, коэффициента гидрофобизации и др. с базовыми характеристиками продуктивных отложений.

Системы петрофизических моделей к настоящему времени изучены не для всех объектов рассмотренной классификации. Для баженитов, акжаритов и коллекторов фундамента системы многомерных моделей петрофизических взаимосвязей еще не созданы.

Коротко остановимся на специфике систем многомерных моделей петрофизических взаимосвязей для различных классов продуктивных отложений.

Модели электрического сопротивления и относительной аномалии кривой СП будут одними и теми же для всех классов пород. Правда, модель метода СП, как мы уже говорили, будет неэффективной в карбонатном разрезе, так как она «реагирует» на относительное содержание глинистого цемента. В карбонатных же отложениях глинистый цемент чаще всего играет незначительную роль. В недоуплотненных терригенных отложениях параметры модели относительной аномалии СП – пористость матрицы и пористость глинистого цемента – будут изменяться в зависимости от глубины залегания.

Модель электрического сопротивления для различных разновидностей продуктивных пород будет отличаться лишь значениями структурного коэффициента m . В терригенных гидрофильных отложениях этот коэффициент, в зависимости от степени их уплотнения и цементации, будет колебаться в пределах 1,3 – 2,0. В случае недоуплотненных отложений он будет функцией глубины. Наш опыт показывает, что зависимость структурного коэффициента m от глубины близка к линейной. Для гидрофобизированных пород структурный коэффициент будет принимать более высокие значения.

В карбонатных отложениях значения структурного коэффициента будут зависеть от типа пустотного пространства. В породах порового и порово-кавернозного типов он будет одинаковым. Если нет информации о поведении структурного коэффициента для конкретных отложений, в программе «Карбонаты - Универсал» его расчет производится по следующей формуле, аппроксимирующей предложенную фирмой Шлюмберже зависимость параметра пористости от открытой пористости карбонатных отложений:

$$m = \begin{cases} 2, & \text{при } \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}} \leq 100, \\ 1,544 + 0,247 \lg \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}}, & \text{при } \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}} > 100 \end{cases} \quad (4.1)$$

Для отложений порово-трещинного типа структурный коэффициент рассчитывается по следующей формуле, предложенной Расмусом:

$$m = [\lg \{K_{п.ак}^3 + K_{п.ак}^2 (1 - K_{п.ак}) + K_{п.} - K_{п.ак}\}] : \lg K_{п.} \quad (4.2)$$

Модели показаний нейтронного, акустического и плотностного методов для продуктивных пород разных классов различаются числом учитываемых литологических компонент и, в случае недоуплотненных пород, изменчивостью таких параметров, как пористость глинистого цемента, плотность и водородный индекс углеводородов. В главе 3 эти модели рассматривались для терригенных отложений с глинистым цементом. В общем случае в эти модели следует добавить члены, отражающие содержание различных литологических компонент:

$$K_{п.нм.изв.} K_{изв.} + K_{п.нм.дол.} K_{дол.} + K_{п.нм.гипс} K_{гипс} + \dots$$

в модель нейтронной пористости,

$$\frac{\Delta T_{изв.} - \Delta T_{м.}}{\Delta T_{в.} - \Delta T_{м.}} K_{изв.} + \frac{\Delta T_{дол.} - \Delta T_{м.}}{\Delta T_{в.} - \Delta T_{м.}} K_{дол.} + \dots$$

в модель акустической пористости,

где $K_{п.нм.изв.}$, $K_{п.нм.дол.}$, $K_{п.нм.гипс}$ — нейтронная пористость известняка, доломита, гипса при условии, что матрица породы представлена песчаным материалом; $K_{изв.}$, $K_{дол.}$, $K_{гипс}$ — содержание этих компонент в долях объема породы; $\Delta T_{изв.}$, $\Delta T_{дол.}$ — интервальные времена пробега продольных волн в известняке и гипсе.

Аналогично следует дополнить и модель плотностной пористости.

Модели остаточных водо и нефтегазонасыщенности для терригенных пород с межгранулярными порами были рассмотрены нами в главе 3. В случае недоуплотненных пород в этих моделях будут изменяться параметры — пористость глинистого и карбонатного цемента и, может быть, остаточные водо и нефтегазонасыщенность матрицы.

Для пород, содержащих трещины или каверны, в модели остаточных водо и нефтегазонасыщенности будут включены дополнительные члены:

$$K_{ов} = K_{ов.ск.} (1 - \beta_{гл.} - \beta_{карб.} - \frac{K_{п.вт.}}{K_{п.}}) + \frac{K_{п.вт.}}{K_{п.}} K_{ов.вт.} + (1 - K_{гфб.}) \beta_{гл.} + \beta_{карб.} \quad (4.3)$$

$$K_{онг} = K_{онг.ск.} (1 - \beta_{гл.} - \beta_{карб.} - \frac{K_{п.вт.}}{K_{п.}}) + \frac{K_{п.вт.}}{K_{п.}} K_{онг.вт.} + (1 - K_{онг.ск.} - K_{ов.ск.}) * \\ (\beta_{гл.} + \beta_{карб.})(1 - \beta_{гл.} - \beta_{карб.})^2 + K_{гфб.} \beta_{гл.} \quad (4.4)$$

где $K_{п.вт.}$, $K_{ов.вт.}$ и $K_{онг.вт.}$ — соответственно вторичная пористость в долях объема породы, остаточная водонасыщенность и остаточная нефтегазонасыщенность в долях объема вторичных пустот.

Модель абсолютной проницаемости будет одинаковой для продуктивных отложений межгранулярного типа. Для отложений трещинного типа должна использоваться модель связи абсолютной проницаемости с объемом трещинных пустот и со степенью их раскрытости. Для пород, содержащих

каверны, в программе «Карбонаты- 2000» используется модель проницаемости пород порового типа, причем объем каверн исключается из общего объема пустот.

Модели эффективных и фазовых проницаемостей имеют один и тот же вид независимо от класса продуктивных отложений.

§ 3.Петрофизические модели типичных терригенных отложений

Под петрофизической моделью продуктивных отложений будем понимать *закономерность изменения их коллекторских, структурных, литологических и геофизических характеристик при изменении открытой пористости от максимального (пористости скелета) до критического значения (соответствующего максимальному заполнению порового пространства скелета цементом)*. Такую модель можно представить либо в виде таблицы, отражающей изменение коллекторских, структурных, литологических и геофизических характеристик при изменении открытой пористости, либо в виде семейства графиков зависимостей между различными характеристиками продуктивных отложений и открытой пористостью.

Для типичных терригенных отложений, как уже говорилось, справедливы следующие модели:

$$K_{\text{п}} + BK_{\text{гл}} = K_{\text{п.ск}} \quad (5.1)$$

$$K_{\text{п}} + BK_{\text{гл}} + K_{\text{карб.}} = K_{\text{п.ск.}} \quad (5.2)$$

где $K_{\text{п.ск.}}$, $K_{\text{п}}$, $K_{\text{гл.}}$, $K_{\text{карб.}}$ – пористость скелета, равная максимальной открытой пористости отложений, открытая пористость, глинистость, карбонатность в долях объема породы; B – параметр, принимающий значения: а) равное единице - в случае дисперсного, рассеянного цемента, б) меньше единицы – в случае двух видов цемента: рассеянного и структурного и в) больше единицы – в случае, когда в пространство между зернами скелета попадает не только учитываемый моделями (5.1) и (5.2) цемент (в первой модели -глинистый, во второй – глинистый и карбонатный) но и какой-то другой наполнитель. Первая модель справедлива для отложений с глинистым цементом, вторая – для отложений с глинисто-карбонатным цементом. Мы ограничимся случаем, когда параметр $B=1$, то есть глинистый и карбонатный материал представлен только рассеянной глинистостью и карбонатностью внутри порового пространства скелета породы. Наш опыт показывает, что этот случай – наиболее типичный для терригенных отложений.

Снижение открытой пористости, согласно этим моделям, происходит в результате заполнения пространства между зернами матрицы либо глинистым цементом с содержанием адсорбированной воды $\omega_{\text{адс.}}$, либо глинистым и карбонатным цементом, причем в последнем содержится капиллярная вода $\omega_{\text{кап.}}$.

Обе модели применимы не во всем диапазоне изменения коллекторских свойств. При снижении открытой пористости они справедливы до некоторого значения критической пористости – $K_{\text{п.крит}}$. Критическая пористость различна для глинистого и карбонатного цемента. Ей соответствуют критическое значение глинистости – $K_{\text{гл.крит.}}$, (при наличии только глинистого цемента), карбонатности $K_{\text{карб.крит.}}$ (при наличии только карбонатного цемента) или цемента – $K_{\text{ц.крит.}}$. Причем $K_{\text{гл.крит}} \neq K_{\text{карб.крит}} \neq K_{\text{ц.крит}}$.

Дальнейшее снижение открытой пористости приводит к разрушению скелета породы. Его зерна отделяются друг от друга и начинают *плавать* в цементе породы. Естественно, пористость глинистого $K_{п.гл.}$ и карбонатного $K_{п.карб.}$ цемента в этих условиях уже не являются константами и снижаются при увеличении глинистости и карбонатности.

Итак, в порах матрицы имеется лишь цемент в дисперсном состоянии. Как будут выглядеть в этом случае связи открытой пористости с содержанием цемента в породе?

Из соотношений (5.1) и (5.2) легко получить следующие теоретические модели таких взаимосвязей:

$$K_{п.} = K_{п.м.} (1 - \eta_{гл.}) \text{ и } K_{п.} = \frac{K_{п.м.}}{1 + \frac{K_{гл.}}{K_{п.}}} \quad (5.3)$$

$$K_{п.} = K_{п.м.} (1 - \eta_{цем.}) \text{ и } K_{п.} = \frac{K_{п.м.}}{1 + \frac{K_{гл.} + K_{карб.}}{K_{п.}}} \quad (5.4)$$

$$\text{где } \eta_{гл.} = \frac{K_{гл.}}{K_{гл.} + K_{п.}} \quad \eta_{цем.} = \frac{K_{гл.} + K_{карб.}}{K_{гл.} + K_{карб.} + K_{п.}}$$

При статистическом изучении приведенных моделей и аппроксимации их многочленами первой степени будут получены следующие выражения:

$$K_{п.} = a - b \eta_{гл.} \text{ и } K_{п.} = c + d \left(\frac{1}{1 + \frac{K_{гл.}}{K_{п.}}} \right), \quad (5.5)$$

$$K_{п.} = a - b \eta_{цем.} \text{ и } K_{п.} = c + d \left(\frac{1}{1 + \frac{K_{гл.} + K_{карб.}}{K_{п.}}} \right), \quad (5.6)$$

где a, b, c, d – параметры моделей, оцениваемые по статистической выборке методом наименьших квадратов.

Если сделанные нами допущения о наличии в породе глинистого и карбонатного цемента только в дисперсном состоянии верны, то оценки параметров a, b и d должны быть близки к величине $K_{п.ск.}$, параметр c должен быть близок к нулю.

Если же наши допущения не справедливы, возможны следующие варианты: а) параметр b будет меньше $K_{п.ск.}$, и б) параметр b будет больше $K_{п.ск.}$. В первом случае в породе какая-то часть цемента будет принадлежать к структурному типу. Во втором случае в порах скелета будет находиться «заполнитель» пустотного пространства скелета, не учитываемый моделями (5.5) и (5.6)

Для настройки петрофизической модели на конкретные геологические и скважинные условия необходимо задать а) четыре параметра отложений: открытую пористость, абсолютную проницаемость и остаточную водонасыщенность скелета или наилучшей разности продуктивных отложений – $K_{п.ск.}$, $K_{пр.абс.ск.}$, $K_{ов.ск.}$, (конечно, нужно еще задать остаточную нефтегазонасыщенность скелета, но она прак-

тически может считаться константой, равной 0,255 – 0,30) и б) три скважинные характеристики: удельное сопротивление пластовой воды, удельное сопротивление фильтрата бурового раствора и пластовую температуру.

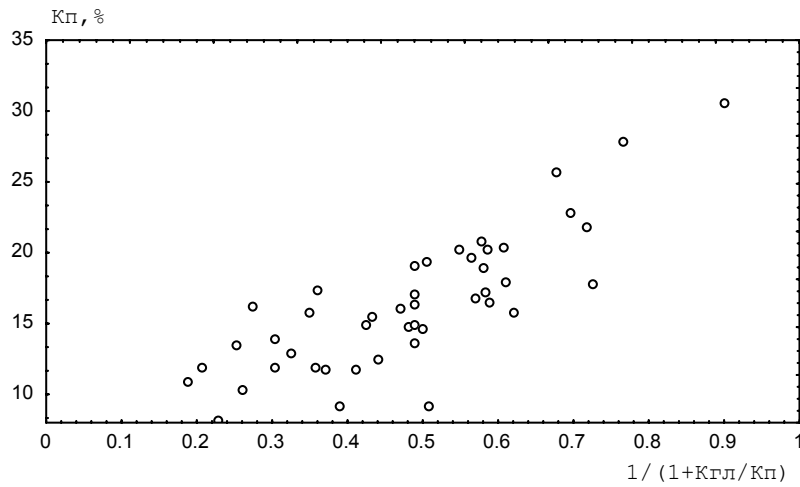


Рис. 4 Статистическая взаимосвязь открытой пористости и относительной глинистости $K_{г\text{л}} / K_{п}$ для отложений Челбасской площади.

Перейдем к примерам. В качестве первого примера рассмотрим случай газоносных терригенных отложений с глинистым цементом Челбасского месторождения Краснодарского края.

Нижнемеловые отложения Краснодарского края представлены слабо сцементированными песчаниками и алевролитами с хорошими коллекторскими свойствами.

На рис.4 и 5 приведены взаимосвязи открытой пористости с двумя характеристиками относительной глинистости, которые, в случае типичных терригенных отложений, должны иметь вид (5.5).

$$K_{п} = -0,003 + \frac{0,318}{1 + \frac{K_{г\text{л}}}{K_{п}}}, r = 0,79 \quad (5.7)$$

$$K_{п} = 0,312(1 - \frac{K_{г\text{л}}}{K_{г\text{л}} + K_{п}}), r = -0.79 \quad (5.8)$$

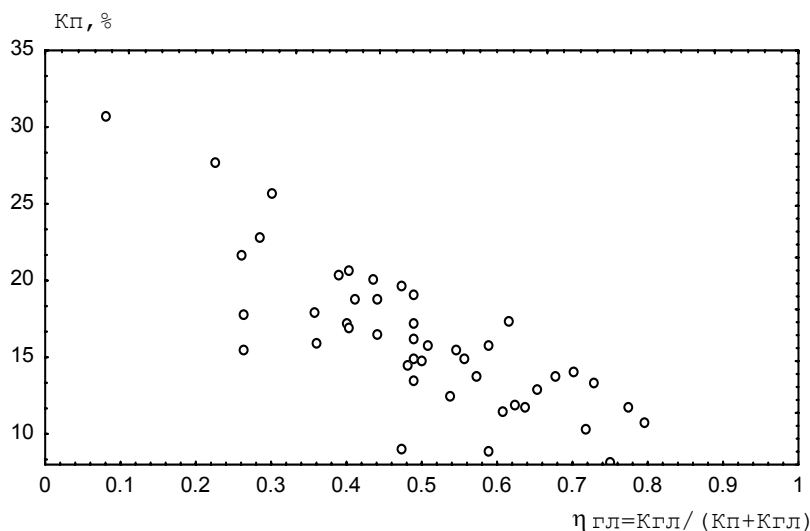


Рис. 5. Статистическая взаимосвязь открытой пористости $K_{п}$ и относительной глинистости $K_{ггл} / (K_{п} + K_{ггл})$ для отложений Челбасской

Как видно, «теория» хорошо подтверждается «практикой». На основании изученных взаимосвязей получены две оценки пористости скелета породы: 0,318 и 0,312. Третья оценка этой величины ($K_{п.ск.} = 0,3$) получена на основании рис. 6, на котором сопоставлены сумма $K_{п} + K_{ггл}$ с относительной глинистостью.

Все три оценки близки между собой и говорят о существенном занижении значения открытой пористости нижнемеловых отложений, принятом при подсчете запасов и равном 0,155. Из рис. 4 и 5 видно, что при формальном осреднении значений открытой пористости действительно среднее значение равно 0,15,5. Но, если использовать установленные взаимосвязи, мы придем к совершенно другому результату. Действительно, на рис.6 четко видна граница жесткой матрицы породы, приходящаяся на значение относительной глинистости, равное 0,6. При дальнейшем возрастании глинистости зерна скелета начинают «плавать» в глинистом цементе. Поэтому в этой точке можно определить содержание адсорбированной воды $\omega_{адс.}$, равное 0,67. Критические значения открытой пористости и глинистости равны 0,124 и 0,186.

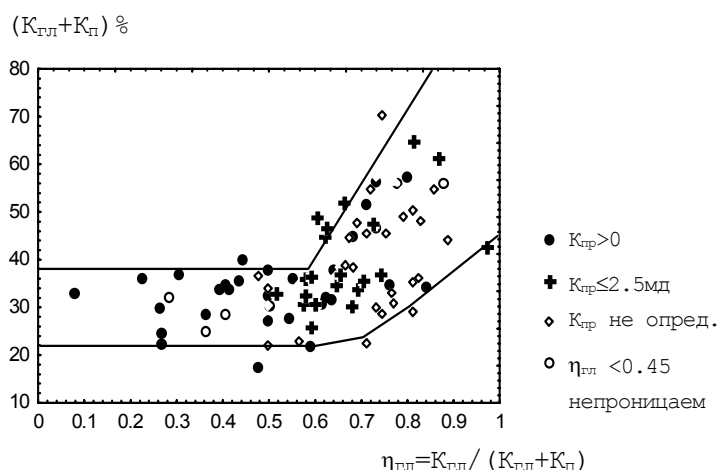


Рис. 6. Взаимосвязь «пористости скелета» породы $K_{пм} = K_{п} + K_{ггл}$ с относительной глинистостью $\eta_{ггл}$.

Остаточная водонасыщенность и остаточная газонасыщенность приняты равными соответственно 0,05 и 0,25. Абсолютная проницаемость матрицы, равная 2000 мД, была получена на основе корреляционной связи открытой пористости и проницаемости.

В таблице 3 приведен фрагмент петрофизической модели, показывающий закономерности изменения основных коллекторских свойств нижнемеловых отложений Челбасской площади. Удельное сопротивление воды при пластовой температуре равно 0,11 Ом·м, фильтрата промывочной жидкости 1,5 Ом·м.

Индексы «в» и «ф» означают, что остаточная водонасыщенность и эффективная проницаемость по газу рассчитаны для насыщения порового пространства продуктивных отложений либо пластовой водой, либо фильтратом бурового раствора.

Из таблицы 3 видно, что нижнемеловые отложения Челбасской площади перестают быть коллекторами при значениях открытой пористости 0,141 и ниже в случае, когда в порах находится пластовая вода. При замещении воды фильтратом промывочной жидкости эти отложения полностью «теряют» проницаемость при значениях открытой пористости 0,177 и ниже.

Теперь рассмотрим петрофизическую модель терригенных отложений с глинисто-карбонатным цементом. Сначала на примере верхнепермских газоконденсатных отложений Среднетюнгского газоконденсатного месторождения (Республика Саха, Якутия) покажем, как производится оценка параметров, необходимых для построения петрофизической модели терригенных отложений.

Таблица 3. Закономерности изменения коллекторских свойств нижнемеловых отложений Челбасской площади.

K_{Π}	$K_{ГЛ}$	$K_{ОВ.В}$	r_{Π} мкм	$K_{пр.абс.}$ мД	$K_{пр.эф.г.в.}$ мД	$K_{ОВ.ф}$	$K_{пр.эф.г.}$ мД
0,31	0,00	0,05	14,88	2000	1592,4	0,08	1573,9
0,27	0,04	0,15	10,38	644,3	490,75	0,24	458,7
0,239	0,071	0,24	7,21	211,2	150,82	0,41	124,2
0,214	0,096	0,34	4,97	69,13	45,00	0,57	27,86
0,194	0,116	0,43	3,38	22,05	12,57	0,74	3,12
0,177	0,133	0,53	2,23	6,60	3,09	0,90	0,00
0,164	0,146	0,62	1,40	1,74	0,6	1,00	0,00
0,152	0,158	0,72	0,79	0,35	0,07	1,00	0,00
0,141	0,169	0,81	0,37	0,04	0,00	1,00	0,00
0,132	0,178	0,91	0,10	0,00	0,00	1,00	0,00
0,124	0,186	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00

Пористость скелета оценивалась так же, как и в случае отложений Челбасской площади. Единственная разница – помимо глинистого цемента учитывался и карбонатный цемент. В результате была получена следующая статистическая модель взаимосвязи открытой пористости с относительным содержанием цемента:

$$K_{\Pi} = 0,259 - 0,258 (K_{ГЛ} + K_{карб}) / (K_{\Pi} + K_{ГЛ} + K_{карб}), r = 0,83, \quad (5.9)$$

где r – коэффициент корреляции.

Видно, что в этой модели коэффициенты «а» и «b» практически совпадают. Очень хорошо согласуется с априорными предположениями о значениях коэффициентов «с» и «d» вторая модель взаимосвязи открытой пористости с содержанием цемента в верхнепермских отложениях:

$$K_{\Pi} = 0,0002 + 0,2592 (1 / (1 + (K_{\text{гл}} + K_{\text{карб}}) / K_{\Pi})), r = 0,822. \quad (5.10)$$

С помощью построенных моделей удалось оценить пористость скелета верхнепермских отложений, равную 0,259. Содержание адсорбированной и капиллярной воды и остаточная водонасыщенность скелета породы оценивались на основе статистической модели взаимосвязи между остаточной водонасыщенностью и относительным содержанием цемента. В качестве аргумента связи использовалась величина $(\omega_{\text{адс}} \cdot K_{\text{гл}} + \omega_{\text{кап}} \cdot K_{\text{карб}}) / K_{\Pi}$. Значения $\omega_{\text{адс}}$ и $\omega_{\text{кап}}$ подбирались так, чтобы параметр $f = 1 - e$. В результате была получена следующая статистическая модель:

$$K_{\text{ов}} = 0,2052 + 0,7948 \left(\frac{0,10K_{\text{карб}} + 0,307K_{\text{гл}}}{K_{\Pi}} \right), \quad (5.11)$$

где $f = 0,2052$, $e = 0,7948$.

Модель (5.11) позволила получить надежные оценки содержания адсорбированной воды - 0,307 и капиллярной воды - 0,1. Отметим интересный и не очевидный априори результат: карбонатный цемент уплотнен больше, чем глинистый. Это означает, что для заполнения пор скелета потребуется больше карбонатного цемента, чем глинистого. Как следствие, критическая пористость (а значит и граница «коллектор – неколлектор») в случае карбонатного цемента будет ниже, чем при заполнении пор скелета глинистым цементом.

Итак, на примере пермских отложений Среднетюнгской площади мы показали пути оценки параметров отложений, необходимых для построения их петрофизической модели. Саму петрофизическую модель продуктивных терригенных отложений с глинисто-карбонатным цементом мы рассмотрим на примере неокомских продуктивных отложений Уренгойского месторождения.

В таблицах 4 и 5 показаны два фрагмента этой модели. Используются следующие обозначения: индексы «в» и «ф» при остаточных водо нефтегазонасыщенности $K_{\text{ов}}$ и $K_{\text{онг}}$, а также эффективной проницаемости по нефти (газу)

$K_{\text{пр.эф.нг}}$ означают, что эти характеристики рассчитаны для наличия в порах продуктивных отложений либо пластовой воды, либо фильтрата бурового раствора, О.Л.З – относительные линейные запасы углеводородов (произведе-

Таблица 4. Фрагмент петрофизической модели неокомских отложений Уренгойского месторождения, показывающий влияние глинистости и минерализации пластовой воды на ухудшение коллекторских свойств.

K_{Π}	$K_{\text{гл}}$	$\frac{K_{\text{гл}} \omega_{\text{адс}}}{K_{\Pi}}$	$r_{\text{пор, МКМ}}$	$K_{\text{пр. абс.}}, \text{мД}$	$K_{\text{ов. в.}}$	$K_{\text{онг. в.}}$	$K_{\text{в* в.}}$	$K_{\text{пр.эф.нг.в}}, \text{мД}$
0.24	0	0	14.58	599.99	0.2	0.3	0.45	374.99

0.2	0.04	0.1	9.81	154.99	0.28	0.31	0.5	88.15
0.171	0.069	0.2	6.63	42.73	0.36	0.3	0.56	22.43
0.15	0.09	0.3	4.46	12.15	0.44	0.28	0.61	6
0.133	0.107	0.4	2.97	3.44	0.52	0.25	0.67	1.64
0.12	0.12	0.5	1.93	0.93	0.6	0.21	0.72	0.44
0.109	0.131	0.6	1.2	0.22	0.68	0.17	0.78	0.11
0.1	0.14	0.7	0.67	0.04	0.76	0.12	0.83	0.02
0.092	0.148	0.8	0.3	0	0.84	0.08	0.89	0
0.086	0.154	0.9	0.08	0	0.92	0.03	0.94	0
0.08	0.16	1	0	0	1	0	1	0
K_{Π}	$K_{\text{ов. ф.}}$	$K_{\text{онг. ф.}}$	$K_{\text{в* . ф.}}$	$K_{\text{пр.эф.нг.ф., мД}}$	О.Л.З.	$\rho_{\Pi} / \rho_{\text{в}}$	$\alpha_{\text{сп.в.}}$	$\alpha_{\text{сп.пр.}}$
0.24	0.27	0.3	0.5	207.58	0.12	117.19	1	1
0.2	0.38	0.3	0.57	38.52	0.082	80.02	0.82	0.65
0.171	0.48	0.28	0.64	6.92	0.058	63.27	0.67	0.47
0.15	0.59	0.23	0.71	1.06	0.041	53.91	0.55	0.36
0.133	0.69	0.17	0.79	0.09	0.03	47.98	0.46	0.29
0.12	0.8	0.11	0.86	0	0.022	43.91	0.37	0.23
0.109	0.9	0.05	0.93	0	0.017	40.95	0.3	0.18
0.1	1	0	1	0	0.012	38.71	0.24	0.13
0.092	1	0	1	0	0.008	36.95	0.17	0.08
0.086	1	0	1	0	0.004	35.54	0.09	0.04
0.08	1	0	1	0	0	34.37	0	0

ние открытой пористости, нефтегазонасыщенности и эффективной мощности интервала разреза), выраженные в долях мощности интервала разреза.

В первом фрагменте петрофизической модели демонстрируется влияние глинистости и минерализации пластовой воды на коллекторские свойства, радиус поровых каналов, принимающих участие в фильтрации, и относительную аномалию метода СП. Видно, что увеличение количества глинистого цемента приводит к существенному ухудшению коллекторских свойств. Относительная аномалия кривой СП также снижается с увеличением глинистости породы. В случае продуктивных пород глинистость гораздо сильнее влияет на снижение аномалии метода СП.

Увеличение глинистости в продуктивных отложениях приводит к существенной зависимости коллекторских свойств от минерализации воды, насыщающей поровое пространство. При замещении в порах пород воды фильтратом бурового раствора увеличивается остаточная водонасыщенность и уменьшается фазовая проницаемость по газу. Этот эффект явно занижен, так как он рассчитан для случая отсутствия в пласте подвижной воды. В реальных условиях при замещении пластовой воды фильтратом промывочной жидкости водонасыщенность промытой зоны $K_{\text{взп.}}$ существенно выше остаточной водонасыщенности.

Второй фрагмент петрофизической модели (таблица 5) демонстрирует влияние карбонатного цемента на ухудшение коллекторских свойств и на геофизические характеристики. Как видно, из-за более низкой пористости карбонатного цемента резко уменьшается критическая пористость (0,022) по сравнению с глинистым цементом (0,08). Вследствие этого изменяется граница «коллектор – неколлектор» и породы – коллекторы с карбонатным цементом встречаются при более низких значениях открытой по-

ристости, чем породы с глинистым цементом (более подробно вопрос о выделении коллекторов будет рассмотрен в главе 6).

Таблица 5. Фрагмент петрофизической модели неокомских отложений Уренгойского месторождения, показывающий влияние карбонатного цемента на коллекторские свойства и геофизические характеристики.

№	$K_{\text{п}}$	$K_{\text{карб.}}$	$\frac{K_{\text{карб.}}}{\Omega_{\text{карб.}}}, K_{\text{п}}$	$\Gamma_{\text{пор}}, \text{МКМ}$	$K_{\text{пр абс.}}, \text{мД}$	$K_{\text{ов}}$	$K_{\text{онг.}}$	$K_{\text{в}*}$	$K_{\text{пр эф. нг.}}, \text{мД}$	$A_{\text{сп}}$
1	0.24	0	0	11.77	599.98	0.2	0.3	0.45	374.99	1
2	0.12	0.12	0.1	6.58	36.67	0.28	0.31	0.5	20.86	1
3	0.08	0.16	0.2	4.08	5.14	0.36	0.3	0.56	2.7	1
4	0.06	0.18	0.3	2.62	0.98	0.44	0.28	0.61	0.49	1
5	0.048	0.192	0.4	1.69	0.22	0.52	0.25	0.67	0.1	1
6	0.04	0.2	0.5	1.08	0.05	0.6	0.21	0.72	0.02	1
7	0.034	0.206	0.6	0.66	0.01	0.68	0.17	0.78	0	1
8	0.03	0.21	0.7	0.36	0	0.76	0.12	0.83	0	1
9	0.027	0.213	0.8	0.16	0	0.84	0.08	0.89	0	1
10	0.024	0.216	0.9	0.04	0	0.92	0.03	0.94	0	1
11	0.022	0.218	1	0	0	1	0	1	0	1

Величина аномалии кривой СП не «реагирует» на карбонатный цемент. Поэтому при отсутствии глинистого цемента пласты с любым количеством карбонатного цемента по аномалии СП характеризуются как наилучшие коллекторы. Выявить такие пласты и отличить их от хороших коллекторов можно, сопоставляя показания метода СП с показаниями нейтронного и (или) акустического методов.

Петрофизическую модель продуктивных отложений можно использовать для построения двумерных корреляционных связей между любыми их характеристиками. Так, можно построить взаимосвязи каждой геофизической характеристики (а помимо приведенных в таблице значений сопротивления и относительной аномалии метода СП при построении петрофизической модели продуктивных отложений рассчитываются также нейтронная пористость или показания НК в масштабе пористости и интервальное время пробега продольных волн) с открытой пористостью, глинистостью, нефтегазонасыщенностью и т.д. Можно построить взаимосвязь любой характеристики с дебитами нефти или га- за (дебиты нефти, газа и воды тоже рассчитываются в рамках петрофизической модели продуктивных отложений).

На рис. 7 приводятся взаимосвязи между геофизическими характеристиками и открытой пористостью неокомских отложений Уренгойского месторождения. Эти взаимосвязи можно использовать при комплексной интерпретации данных ГИС. Конечно, с их помощью нельзя «в лоб» оценивать открытую пористость. Необходимо к получаемым разными методами оценкам открытой пористости подходить с учетом принципа «противоречия оценок» одной и той же характеристики продуктивных пород, получаемых с помощью разных геофизических методов [3,4]. Посмотрим, как можно использовать этот

принцип при анализе различных оценок открытой пористости. Разделим все оценки открытой пористости на две группы. В первую включим оценки по данным методов сопротивления, СП и ГК. Во вторую – оценки открытой пористости по данным НК и АК. Возможны три ситуации:

1) Все оценки практически равны; в этой ситуации изучаемый интервал разреза удовлетворяет условиям, для которых построена петрофизическая модель продуктивных отложений;

2) Оценки открытой пористости методов первой группы существенно ниже оценок второй группы методов; в этой ситуации изучаемый интервал разреза представлен заглинизированной породой (плохим коллектором или неколлектором);

3) Оценки открытой пористости методов первой группы существенно выше оценок методов второй группы; в этой ситуации в изучаемом интервале разреза присутствует карбонатный или какой-то другой «неактивный» цемент; на такой цемент методы первой группы либо не реагируют (СП и ГК), либо реагируют слабо (метод сопротивлений).

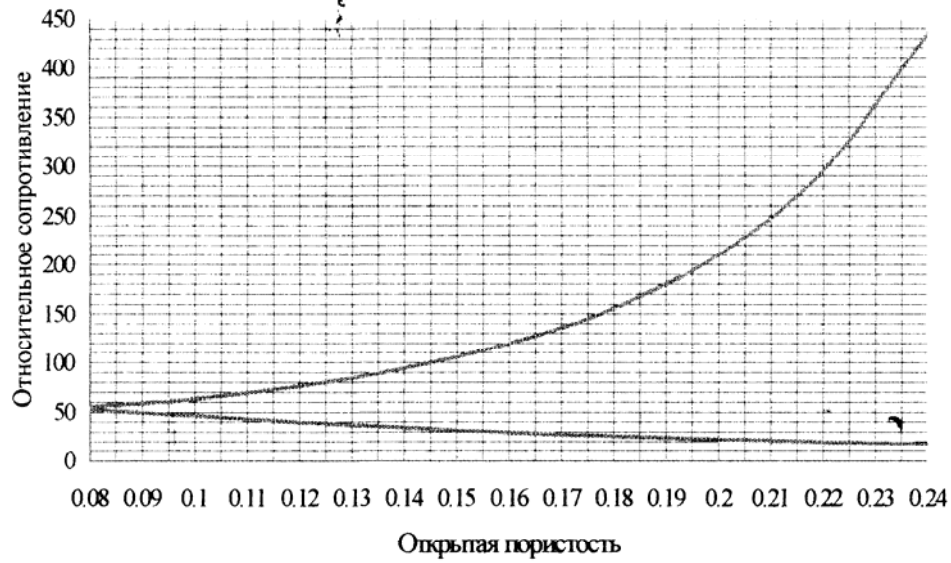
Помимо противоречий между группами при интерпретации данных ГИС необходимо использовать противоречия оценок внутри групп. Так, для оценок первой группы возможны следующие ситуации:

- Все три оценки совпадают;
- Оценка открытой пористости по данным метода сопротивлений выше других оценок; в этой ситуации возможна гидрофобизация изучаемого интервала разреза, либо (при сопротивлении пластовой воды более высоком, чем сопротивление двойного ионного слоя) наличие в породе карбонатного или другого «неактивного» цемента;
- Оценка открытой пористости по данным метода сопротивлений ниже двух других оценок; в этой ситуации возможно наличие подвижной воды (попадание в переходную зону) в изучаемом интервале разреза или (при сопротивлении пластовой воды более низком, чем сопротивление двойного ионного слоя) наличие в породе карбонатного или другого «неактивного» цемента;

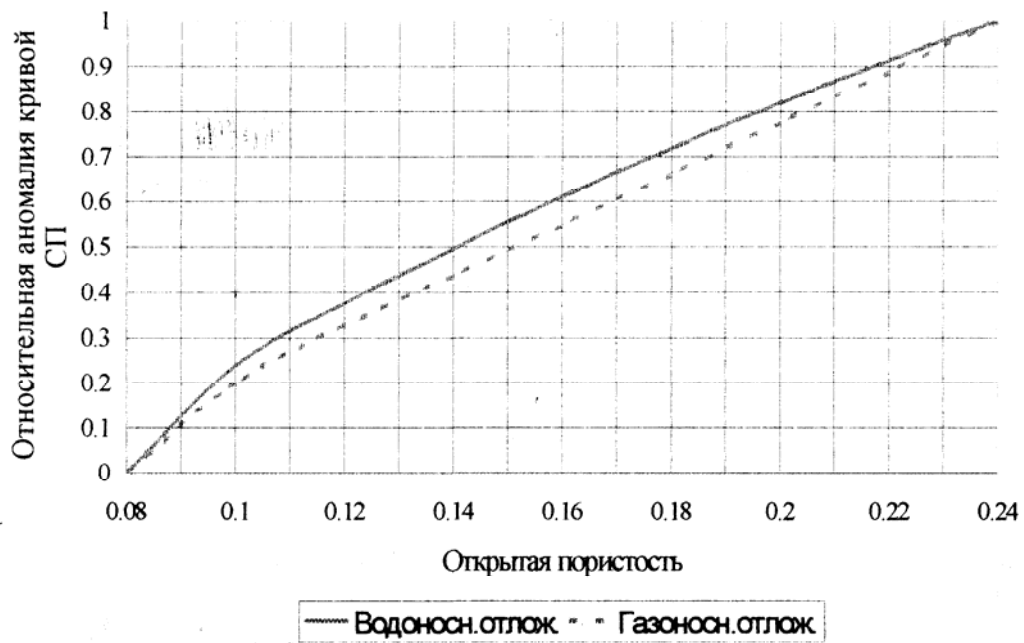
Оценка открытой пористости по данным ГК более низкая, чем по данным метода СП; в этой ситуации изучаемый интервал разреза «аномально» радиоактивен, то есть содержит, помимо глинистого цемента, какие-то другие источники естественной радиоактивности.

В программах «Фиеста – 2000» и «Ретро – 2000» двумерные взаимосвязи геофизических характеристик с открытой пористостью и рассмотренные противоречия между ее различными оценками используются при комплексной интерпретации данных ГИС. Первая из этих программ рассчитана на полный комплекс геофизических методов (хотя может «работать» при минимально необходимом комплексе, включающем метод сопротивлений, методы СП или ГК, АК или НГК). Программа «Ретро – 2000» предназначена для ревизии геолого-геофизических материалов по «старым» месторождениям, на которых применялся комплекс ГИС, чаще всего включающий три метода: сопротивлений, СП и ГК (программа может быть использована даже при наличии двух методов: сопротивления и СП или ГК).

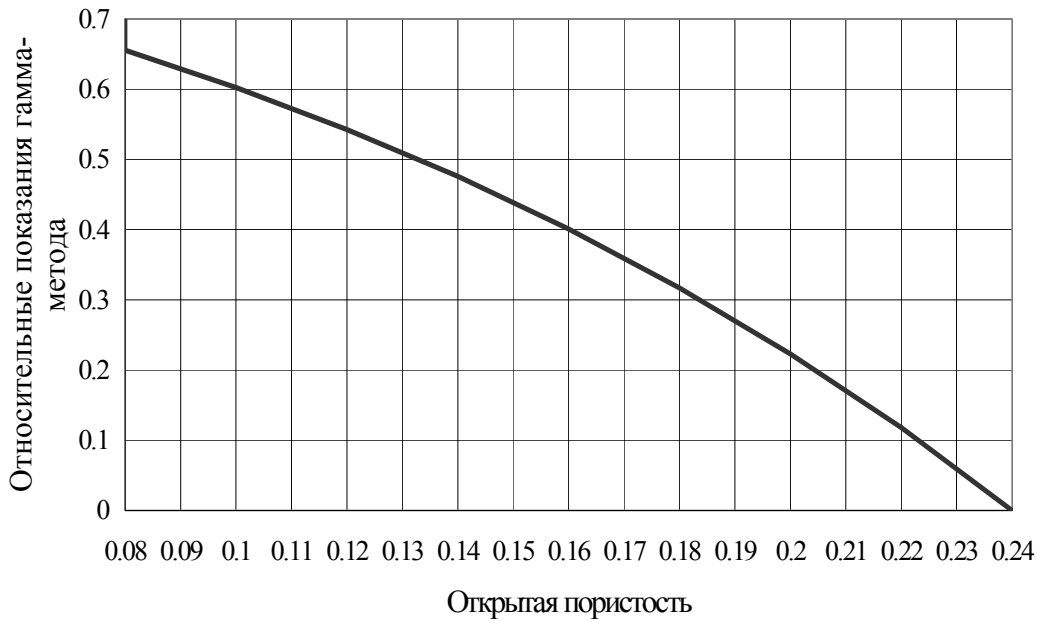
Взаимосвязь относительного электрического сопротивления и открытой пористости



Взаимосвязь показаний метода СП и открытой пористости



Взаимосвязь показаний гамма-метода и открытой пористости



Взаимосвязь интервального времени пробега продольных волн и открытой пористости



Рис.7. Двухмерные взаимосвязи геофизических характеристик с открытой пористостью неокотских отложений Уренгойского месторождения.

§4. Петрофизические модели «простых» и «сложных» карбонатных отложений

При подходе к построению петрофизической модели карбонатных отложений с межгранулярным типом пор был принят во внимание практически одинаковый характер корреляционных петрофизических взаимосвязей (между открытой пористостью и абсолютной проницаемостью, открытой пористо-

стью и остаточной водонасыщенностью) для терригенных и карбонатных отложений с межгранулярным типом пустотного пространства. Была выдвинута гипотеза, что для карбонатных пород, не имеющих трещин и каверн, можно использовать тот же способ моделирования, что и для терригенных пород межгранулярного типа. Иными словами, можно допустить, что в карбонатных отложениях имеется скелет, заполняемый цементом. В большинстве случаев цемент является карбонатным (в отличие от терригенных пород). Но может появляться и глинистый цемент.

Мы не будем более подробно рассматривать петрофизическую модель «простых» карбонатных отложений. Эффективность предложенного подхода к построению петрофизической модели карбонатных отложений с межгранулярным типом пор была уже продемонстрирована в главе 4 при расчете абсолютной проницаемости образцов карбонатных отложений месторождения Фидда. В дальнейшем мы еще вернемся к этому подходу и покажем его эффективность при выявлении гидрофобизации карбонатных отложений (глава 7).

Коротко скажем о «расширении» петрофизической модели карбонатных отложений для описания «сложных» карбонатных отложений. Мы не будем затрагивать учет сложной литологии. Остановимся лишь на включении в модель сложных типов пустотного пространства матрицы, а именно, трещин и каверн. Объем вторичных пустот разных типов задается пользователем. Для расчета геофизических характеристик и коллекторских свойств порово-трещинных и порово-кавернозных коллекторов используются модели электропроводности, остаточных водо и нефтегазонасыщенности, абсолютной проницаемости, рассмотренные в настоящем учебном пособии. Процедура построения и анализа петрофизической модели карбонатных отложений, имеющих сложную структуру пустотного пространства, реализована в программе «Петрофизика- К» (автор программы А.Е.Лопатин).

ЧАСТЬ ВТОРАЯ. ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИКО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ РЕШЕНИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ ПО СКВАЖИННЫМ ДАННЫМ

Глава 6. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗЕ ОТЛОЖЕНИЙ, ВСКРЫТЫХ СКВАЖИНОЙ И ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ИХ НАСЫЩЕНИЯ

Мы уже говорили о том, что традиционно используемые кондиционные пределы коллекторских свойств и геофизических характеристик не эффективны при выделении коллекторов сложных типов и оценке характера их насыщения (то есть разделения коллекторов, отдающих нефть или газ, нефть или газ с водой и воду).

Рассмотрим универсальные критерии выделения коллекторов и оценки характера их насыщения. Они, как станет ясным чуть позже, не зависят от литологии, структуры порового пространства и других особенностей продуктивных отложений. Эти критерии отражают, во-первых, долю порового пространства, свободную от неподвижных углеводородов и воды и, во-вторых, различие между полной и остаточной водонасыщенностью и полной и остаточной нефтегазонасыщенностью. Анализ этих критериев

показывает, что *нет единой границы «коллектор – не коллектор»*. Она зависит от состава цемента, направления фильтрационных процессов и от минерализации насыщающей породы воды.

«Грубые» критерии «коллектор – не коллектор» и критерии оценки характера насыщения имеют следующий вид:

- а). Если $K_{ОВ} + K_{ОНГ} = 1$, изучаемый интервал разреза не коллектор,
- б). Если $K_{ОВ} + K_{ОНГ} < 1$, интервал может быть коллектором (а может и не быть им).
- в). Если $K_{В} = K_{ОВ}$, коллектор продуктивен.
- г). Если $K_{В} >> K_{ОВ}$, коллектор водоносен.

Приведенные критерии позволяют в первом приближении выделить не коллекторы и явные коллекторы, а также явные продуктивные и водоносные коллекторы. Их необходимо уточнить для однозначного выделения коллекторов и оценки вида продукции, отдаваемой ими.

Сначала рассмотрим влияние направления фильтрационных процессов на положение этих границ. Как известно, фильтрация углеводородов и воды может осуществляться в двух направлениях: 1) вода вытесняет нефть или газ – процесс впитывания, 2) углеводороды вытесняют воду – процесс дренирования.

При реализации первого процесса вода начинает движение при водонасыщенности $K_{В}^* > K_{ОВ}$.

При втором процессе углеводороды начинают движение с нефтегазонасыщенности $K_{НГ}^* > K_{ОНГ}$.

Для процесса впитывания уточненные критерии выделения коллекторов и оценки характера их насыщения выглядят следующим образом.

- а) Если $K_{В}^* + K_{ОНГ} = 1$, изучаемый интервал разреза не коллектор.
- б) Если $K_{В}^* + K_{ОНГ} < 1$, интервал – коллектор,
- в) Если $K_{В} < K_{В}^*$, коллектор отдает продукт: нефть и (или) газ,
- г) Если $K_{В}^* \ll K_{В} < 1 - K_{ОНГ}$, коллектор отдает продукт с водой,
- д) Если $K_{В} \gg 1 - K_{ОНГ}$, коллектор отдает воду.

Для процесса дренирования уточненные критерии выделения коллекторов и оценки характера их насыщения будут выглядеть следующим образом.

- а) Если $K_{ОВ} + K_{НГ}^* = 1$, интервал разреза – не коллектор.
- б) Если $K_{ОВ} + K_{НГ}^* < 1$, интервал – коллектор,
- в) Если $K_{НГ} < K_{НГ}^*$, коллектор отдает воду,
- г) Если $K_{НГ}^* \ll K_{НГ} < 1 - K_{ОВ}$, коллектор отдает воду с нефтью и (или) газом,
- д) Если $K_{НГ} \gg 1 - K_{ОВ}$, коллектор отдает продукт.

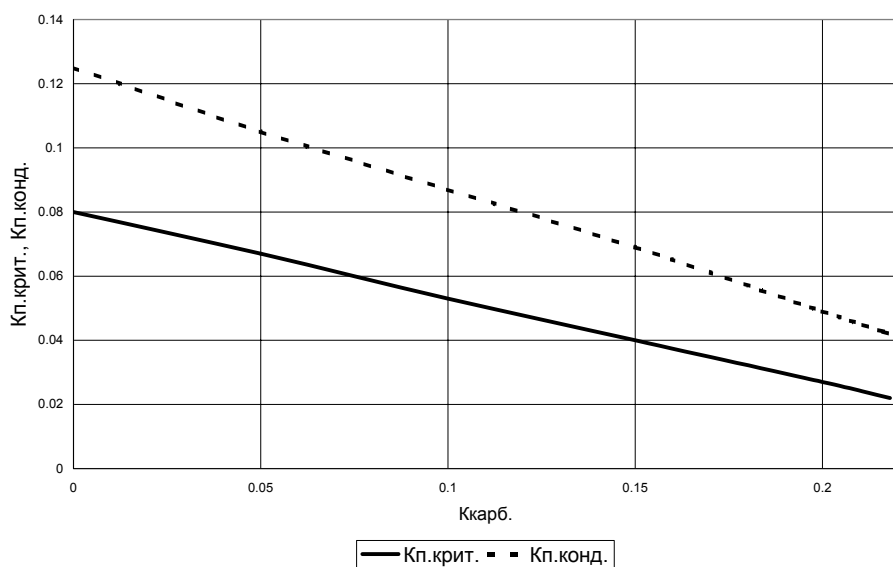
Сравнивая приведенные критерии для процессов впитывания и дренирования, легко увидеть, что порода, являющаяся коллектором для одного из этих процессов, может оказаться не коллектором для

другого. Точно так же границы однофазной и двухфазной фильтрации будут разными при вытеснении нефти или газа водой и при вытеснении воды углеводородами.

Для практического применения приведенных критериев необходимо знать (помимо текущей водонасыщенности, остаточных водо и нефтегазонасыщенности, фазовых проницаемостей по углеводородам и воде) величины «начальных» водо и нефтегазонасыщенности $K_{в*}$ и $K_{нг*}$. Формулы для их расчета приведены в главе .

Теперь остановимся на изменении границы «коллектор – неколлектор» в зависимости от состава цемента породы и от минерализации пластовой воды. В главе 5 при рассмотрении петрофизической модели терригенных отложений с глинисто-карбонатным цементом было показано, что граница «коллектор- неколлектор» в случае глинистого цемента соответствует более высоким значениям открытой пористости, чем в случае карбонатного цемента. Иными словами, в терригенных отложениях с карбонатным цементом коллекторы могут иметь значительно более низкую открытую пористость, чем в отложениях с глинистым цементом (рис. 8).

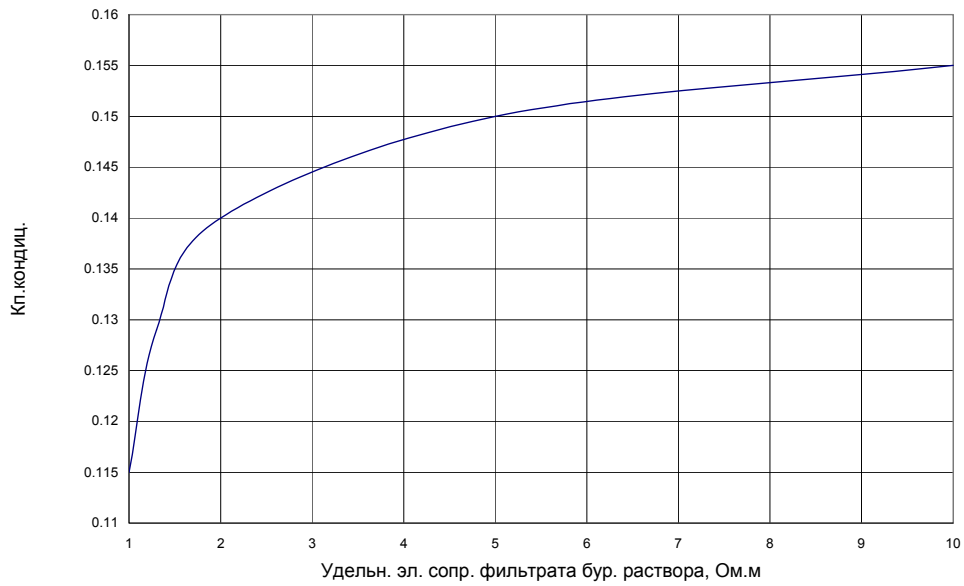
Вопрос влияния минерализации воды на границы «коллектор – неколлектор» и «вид отдаваемой коллектором продукции» имеет большое практическое значение, так как обычно минерализация фильт-



рата бурового раствора меньше минерализации пластовой воды. В результате замещения пластовой воды более пресным фильтратом бурового раствора ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пород и изменяются обе границы (рис.9). При этом часть коллекторов становится неколлекторами.

Рис.8. Связь между критическим значением открытой пористости, ее кондиционным пределом и содержанием карбонатного цемента для неокомских отложений Уренгойского месторождения

Рис.9. Связь между кондиционным пределом открытой пористости и удельным сопротивлением фильтрата бурового



раствора для неокремских отложений Уренгойского месторождения

Глава 7. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ГИДРОФОБИЗАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО СКВАЖИННЫМ ДАННЫМ

Очень важную роль на всех этапах изучения нефтегазоносных отложений играет их степень гидрофобизации. При повышении гидрофобизации продуктивных коллекторов уменьшаются их фазовые проницаемости по нефти и газу, а, следовательно, снижаются и дебиты нефти и газа

Разработан ряд методик оценки гидрофобизации продуктивных отложений по данным лабораторных анализов керна, но они используются крайне редко. По данным геофизических исследований скважин ни в нашей стране, ни за рубежом к настоящему времени не создано методик количественной оценки гидрофобизации нефтегазоносных отложений.

Рассмотренные в настоящей работе многомерные модели петрофизических связей позволяют предложить такие методики. Одна из них включена в программы «Фиеста- 2000» и «Карбонаты - 2000» еще несколько лет тому назад.

Эта методика позволяет оценить оценку по данным ГИС введенный Л.К.Танкаевой коэффициент гидрофобизации $K_{гфб}$. Последний представляет собой долю активной (глинистой) поверхности пор, адсорбирующей углеводороды. Л.К.Танкаева на основе экспериментальных данных утверждала, что гидрофобизация терригенных пород в основном обусловлена адсорбцией молекул углеводородов на активной (глинистой) поверхности пор.

Если исходить из этого определения, то коэффициент гидрофобизации может быть найден по следующей формуле:

$$K_{гфб} = \frac{K_{ов} - K_{в}}{\frac{K_{гл\omega_{адс.}}}{K_{п}}}, \quad (7.1)$$

где остаточная водонасыщенность $K_{ов}$ оценивается с помощью рассмотренной в главе 4 модели в предположении, что коэффициент гидрофобизации равен нулю, (в результате чего она завышается), а $K_{в}$ находится по данным метода сопротивления.

Рассмотренная методика оказалась весьма эффективной при изучении терригенных отложений. Приведем один пример.

При построении петрофизической модели терригенных газоносных отложений Челбасской площади (глава 5) было установлено, что практически всегда расчетная величина остаточной водонасыщенности оказывалась выше полной водонасыщенности породы по данным метода сопротивлений. С использованием рассмотренной методики был вычислен для всех исследованных интервалов разреза коэффициент гидрофобизации. На рис.8 показана взаимно

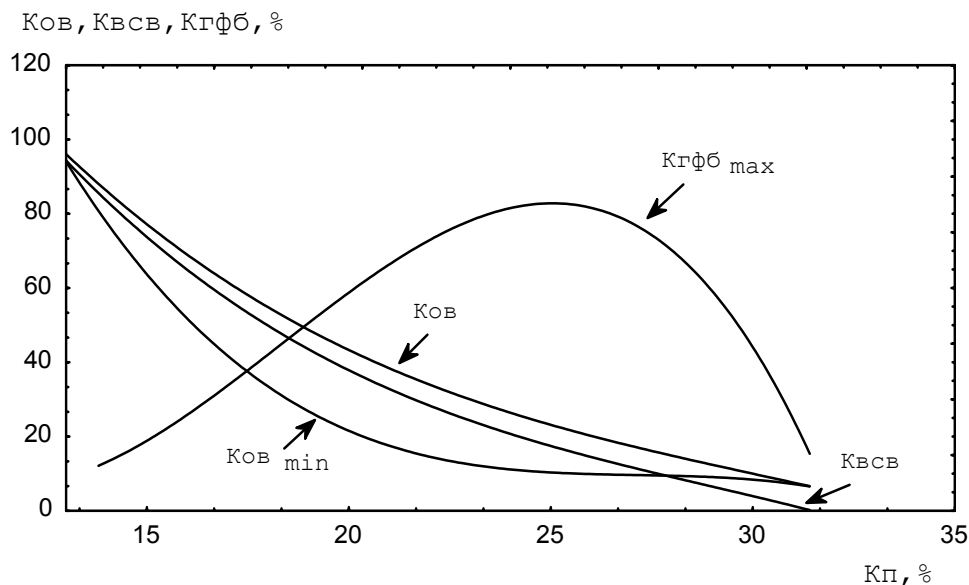


Рис.10. Взаимосвязи остаточной водонасыщенности и максимального коэффициента гидрофобизации с открытой пористостью продуктивных отложений.

связь рассчитанного максимального коэффициента гидрофобизации изучаемых отложений с открытой пористостью, а также приведены графики изменения остаточной водонасыщенности $K_{ов}$, количества адсорбированной воды $K_{в.св.}$ и минимальных значений текущей водонасыщенности по данным метода сопротивлений $K_{в.min}$.

Из рисунка видно, что коэффициент гидрофобизации изменяется с изменением пористости не монотонно: сначала он возрастает при увеличении пористости, а потом — резко снижается.

Для рассмотренного механизма гидрофобизации можно предложить еще одну методику оценки коэффициента гидрофобизации. Эта методика учитывает различное влияние гидрофобизации породы на показания методов собственных потенциалов — СП и естественной радиоактивности — ГМ. Если гамма-метод «безразличен» к тому, что находится на поверхности глины: адсорбированные молекулы воды или углеводородов, то метод СП «реагирует» лишь на ту часть глинистой поверхности, которая адсорбирует воду. Поэтому (если на величину естественной радиоактивности породы влияет только ее глинистость), коэффициент гидрофобизации можно рассчитать, оценив глинистость по данным методов СП — $K_{гл.СП}$ и ГМ — $K_{гл.ГМ}$:

$$K_{гфб} = \frac{K_{гл.ГМ} - K_{гл.СП}}{K_{гл.ГМ}} \quad (7.2)$$

По-видимому, далеко не всегда механизм гидрофобизации продуктивных пород сводится лишь к «смачиваемости» углеводородами глинистой поверхности. Например, не содержащие глинистого материала карбонатные отложения зачастую оказываются гидрофобизированными. В этом случае гидрофобизацию отложений можно объяснить лишь смачиваемостью углеводородами всей поверхности порового пространства. Коэффициент гидрофобизации $K_{гфб}^*$ при справедливости сделанного допущения будет равен доле поверхности всех пор, смачиваемой углеводородами, и может быть оценен по следующей формуле:

$$K_{\text{гфб}}^* = \frac{K_{\text{ов}} - K_{\text{в}}}{K_{\text{ов}}}, \quad (7.3)$$

где $K_{\text{ов}}$ – остаточная водонасыщенность, оцененная в предположении гидрофильности породы, $K_{\text{в}}$ – текущая водонасыщенность, оцененная по данным метода сопротивления.

Подведем некоторые итоги. Впервые предложены методики оценки степени гидрофобизации продуктивных отложений по данным геофизических исследований скважин. Рассмотрено два варианта таких методик. Первый – исходит из допущения о том, что гидрофобизация продуктивных пород ограничивается адсорбцией молекул углеводородов на активной (глинистой) поверхности порового пространства. Второй допускает возможность «смачивания» углеводородами всей поверхности порового пространства. Какой из этих вариантов и при каких условиях реализуется в действительности, сегодня ответить невозможно.

Желательно одновременно производить оценку степени гидрофобизации для обоих вариантов механизма гидрофобизации продуктивных пород. При реализации такого подхода производится оценка коэффициента гидрофобизации $K_{\text{гфб}}$ по формулам (7.1) и (7.2). Если гидрофобизация породы происходила первым из рассмотренных способов, полученные оценки коэффициента гидрофобизации должны совпадать. В противном случае вторая оценка будет меньше первой. Именно вторая оценка отражает коэффициент гидрофобизации, равный доле активной поверхности порового пространства, адсорбирующей углеводороды. Оценив затем коэффициент гидрофобизации $K_{\text{гфб}}^*$ по формуле (7.3), можно рассчитать степень гидрофобизации как глинистой, так и неглинистой поверхности пор

В заключение этого раздела рассмотрим пример оценки коэффициента гидрофобизации по данным анализов керн карбонатных, неглинистых образцов пород месторождения Фидда. Ясно, что в рассматриваемом случае гидрофобизация продуктивных пород может реализоваться только вторым путем, то есть путем «смачивания» углеводородами всей поверхности порового пространства.

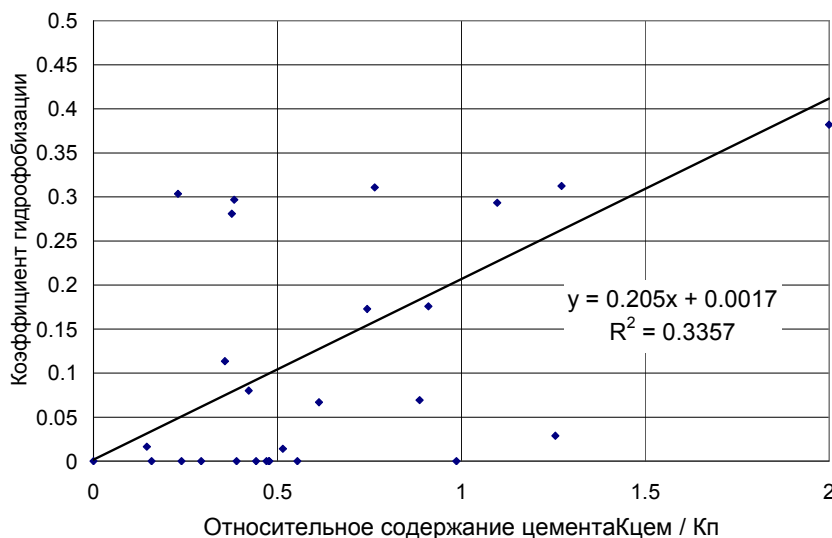


Рис. 11. Зависимость коэффициента гидрофобизации образцов карбонатных пород месторождения Фидда от относительного содержания карбонатного цемента.

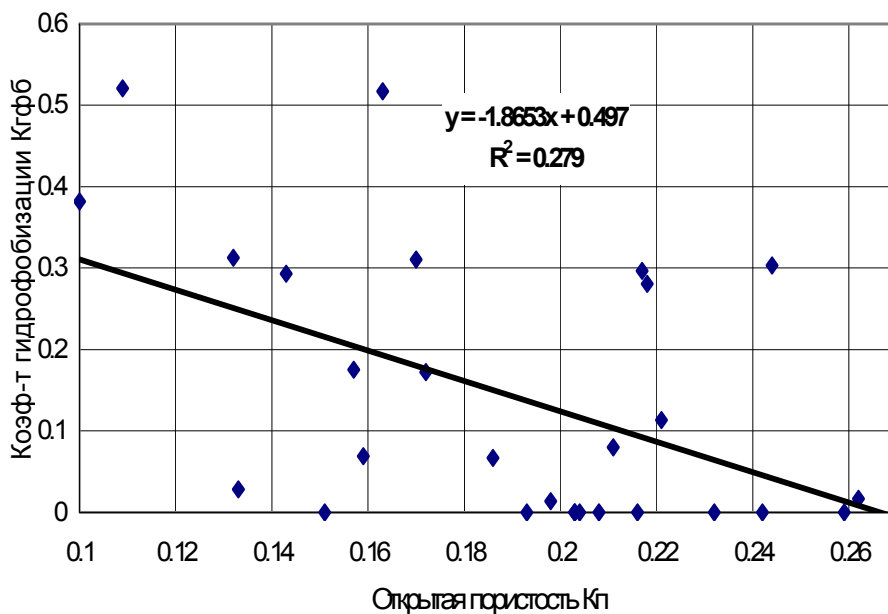


Рис. 12. Зависимость коэффициента гидрофобизации образцов карбонатных пород месторождения Фидда от их открытой пористости.

Используя параметры рассмотренной в главе 3 петрофизической модели карбонатных отложений ($K_{п.ск.} = 0,3$; $K_{пр.абс.ск.} = 40$ мД; $K_{ов.ск.} = 0,15$ и содержание капиллярной воды в карбонатном цементе $\omega_{кап.} = 0,10$), мы рассчитали остаточную водонасыщенность гидрофильных отложений, а затем, сопоставляя ее с измеренной, рассчитали коэффициент гидрофобизации $K_{гфб}^*$

Из рис.11 и 12 видно, что расчетный коэффициент гидрофобизации возрастает с увеличением содержания карбонатного цемента образцов пород и уменьшается с увеличением их открытой пористости.

Глава 8. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ФИЛЬТРАТА ГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА УХУДШЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

§ 1. Влияние минерализации пластовой воды на остаточную водонасыщенность и относительную глинистость пород

Из теории двойного ионного слоя и на основе результатов экспериментальных исследований на искусственных образцах горных пород было установлено, что остаточная водонасыщенность возрастает обратно пропорционально корню квадратному из минерализации воды.

С.Жакен, анализируя влияние концентрации воды на величину связанной водонасыщенности и проницаемости породы по воде, описывает очень важный эффект – необратимое изменение структуры глинистого материала (разрушение глины). Эта величина порога зависит от типа глины. Для монтмориллонита C_0 порядка 20 г/л, для каолинита 80 г/л.

Приведенные значения C_0 справедливы для искусственных образцов пород, где глина присутствует в виде порошка. В реальных же условиях цементированных пород значения критической минерализации воды C_0 будут более низкими.

В результате исследования естественных образцов терригенных пород, выполненных Г. О. Рынской и А. А. Андреевой [3], было показано, что закономерность снижения остаточной водонасыщенности при уменьшении минерализации пластовой воды несколько иная, чем для искусственных образцов. Эффект снижения имеет место, но он более слабый.

В дальнейшем было выяснено, что этот эффект может быть описан в рамках рассмотренной нами ранее модели остаточной водонасыщенности следующим образом:

$$\begin{aligned}\omega_{\text{адс.}} &= \omega_{\text{адс.о.}} \left[\frac{C_{\text{в.о.}}}{C_{\text{в}}} \right]^{0,235} \\ K_{\text{ов.ск}} &= K_{\text{ов.ск.о.}} \left[\frac{C_{\text{в.о.}}}{C_{\text{в}}} \right]^{0,19}\end{aligned}\quad (8.1)$$

где $C_{\text{в.о.}}$ и $C_{\text{в}}$ – соответственно максимальная и текущая минерализация воды, $K_{\text{ов.ск.о.}}$ и $\omega_{\text{адс.о.}}$ – остаточная водонасыщенность чистых пород и пористость глин, измеренные при минерализации воды $C_{\text{во.}}$

Согласно модели (8.1), эффект увеличения «адсорбированной» водонасыщенности с уменьшением минерализации пластовой воды более слабый (показатель степени при $C_{\text{в}}$ равен - 0,235), чем установленный теоретически для толщины двойного слоя, образующегося на бесконечной полуплоскости, и экспериментально – для искусственных образцов. Такое различие объясняется малыми размерами поровых каналов естественных образцов пород.

Еще один интересный результат, полученный при построении модели (8.1): величина остаточной водонасыщенности скелета (чистых пород) $K_{\text{ов.ск.}}$ при снижении минерализации пластовой воды не является константой, как можно было априори предположить. Она, как и величина адсорбированной водонасыщенности $\omega_{\text{адс.}}$, возрастает, правда с меньшей интенсивностью (показатель степени при $C_{\text{в}}$ равен - 0.19). Тем не менее, даже такой эффект говорит о том, что так называемые чистые, неглинистые породы содержат какое-то количество глинистого материала (по-видимому, в виде цемента структурного типа).

§ 2. Влияние минерализации пластовой воды на ухудшение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений

Увеличение остаточной водонасыщенности продуктивных пород при снижении минерализации пластовой воды приводит к ухудшению и других фильтрационно-емкостных свойств. В таблице 6 приведены результаты теоретических расчетов снижения эффективной проницаемости продуктивных отложений по нефти (газу) при уменьшении минерализации пластовой воды. В таблице 7 освещаются экспериментальные данные А.А.Андреевой [3], изучавшей эффективную проницаемость по воздуху образцов реальных продуктивных терригенных пород при разной минерализации воды.

Таблица 6. Расчетный эффект снижения эффективной проницаемости по нефти (газу) при уменьшении минерализации воды .

Минерализация воды в нормалях	Относительная эффективная проницаемость по нефти (газу) при $\beta_{г.г.о} = (K_{г.г.о} \omega_{адс.}) / K_{п}$		
	0,1	0,2	0,4
4	0,869	0,842	0,760
1	0,853	0,81	0,650
0,1	0,800	0,67	0
0,01	0,640	0,09	0

Из таблиц видно, что эффективная проницаемость по углеводородам существенно снижается по мере уменьшения минерализации пластовой воды. А значит, будут снижаться и дебиты нефти (газа). Этот эффект имеет огромное практическое значение по той причине, что чаще всего фильтрат глинистого бурового раствора имеет меньшую минерализацию (иногда во много раз меньшую), чем пластовая вода. А значит, при вскрытии пласта на таком растворе резко снизится дебит нефти или газа по сравнению с дебитом, который можно было бы получить, если бы в поровом пространстве пласта была пластовая вода.

Таблица 7. Результаты экспериментального изучения снижения эффективной проницаемости по воздуху при уменьшении минерализации воды для нижнетриасовых отложений Среднетюнгского месторождения.

№ образца	K_{Π}	$K_{\text{гп}}/K_{\Pi}$	$K_{\text{ов}}$ при $\rho_{\text{в}}=0,22 \text{ ОмМ}$	$K_{\text{ов}}$ при $\rho_{\text{в}}=4 \text{ ОмМ}$	$K_{\text{пр.эф}}$ при $\rho_{\text{в}}=0,22 \text{ ОмМ, мД}$	$K_{\text{пр.эф}}$ при $\rho_{\text{в}}=4,0 \text{ ОмМ, мД}$	Относительная $K_{\text{пр.эф}}$	
							$\rho_{\text{в}}=0,22 \text{ ОмМ}$	$\rho_{\text{в}}=4,0 \text{ ОмМ}$
690	0,255	0,14	0,19	0,33	2251	1503	0,988	0,660
685	0,231	0,196	0,29	0,46	501	347	0,477	0,330
699	0,222	0,30	0,28	0,52	1362	651	0,575	0,275
689	0,258	0,21	0,20	0,28	2025	1609	0,878	0,698
695	0,249	0,313	0,23	0,59	1017	249	0,848	0,208
829	0,159	0,87	0,55	0,98	0,58	н / п	0,06	0
717	0,211	0,29	0,39	0,73	28,5	3,88	0,397	0,05
718	0,226	0,35	0,37	0,55	148,8	66,2	0,905	0,403

Глава 9. ОЦЕНКА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ. ПРОГНОЗ КОНЕЧНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ (ГАЗА)

§ 1. Оценка подсчетных параметров залежей нефти и газа

Сначала остановимся на двух принципиальных вопросах, связанных с оценкой подсчетных параметров, а затем – на программах, осуществляющих их оценку.

Первый вопрос – об источниках информации, используемых при оценке подсчетных параметров. Второй – об осреднении подсчетных параметров.

Для оценки подсчетных параметров используются два основных источника информации: лабораторные анализы керна и данные ГИС. На всех этапах подсчета запасов эти источники рассматриваются как альтернативные: тот или иной подсчетный параметр «принимается» либо по данным керна, либо по данным ГИС. Автор настоящего пособия более 30 лет на разных уровнях пытался безуспешно доказать, что такой подход неверен. Согласно теории неравноточных статистических измерений, *если есть несколько источников информации об оцениваемой величине, их обязательно нужно объединять с учетом погрешности каждого из них*. В результате погрешность такой взвешенной оценки окажется меньше, чем погрешность самого надежного (точного) из имеющихся источников информации [3].

Второй вопрос. При подсчете запасов обычно перемножают средние (или средневзвешенные по мощности) значения подсчетных параметров: открытой пористости, нефтегазонасыщенности и эффективной мощности пластов. Такое перемножение было бы абсолютно правильным, если бы между подсчетными параметрами отсутствовала корреляция. В теории вероятности доказывается, что только при независимости случайных величин их математическое ожидание (величина запасов) будет равно произведению математических ожиданий этих величин. Если же между случайными величинами имеет место корреляция, математическое ожидание, полученное таким путем, будет систематически заниженным

(при прямой корреляции между случайными величинами) или систематически завышенным (при обратной корреляции).

Чаще всего между открытой пористостью и нефтегазонасыщенностью однородных интервалов разреза имеет место прямая корреляция. *При перемножении средних (или средневзвешенных) значений открытой пористости и нефтегазонасыщенности однородных интервалов разреза, входящих в объект подсчета запасов, математическое ожидание (средняя нефтегазонасыщенная пористость залежи) окажется систематически заниженным.*

При осреднении параметров по площади могут возникать как прямые, так и обратные корреляции между подсчетными параметрами. Например, если коллекторские свойства ухудшаются от купола структуры к ее крыльям, между открытой пористостью и эффективной мощностью будет прямая корреляция. Зачастую между рассматриваемыми характеристиками имеет место обратная корреляция. В результате при перемножении средних по скважинам значений подсчетных параметров может иметь место как систематическое занижение, так и систематическое завышение запасов нефти и газа.

Чтобы исключить систематические ошибки при подсчете запасов, *лучше всего использовать в качестве единого подсчетного параметра линейные или удельные запасы однородного интервала разреза.* Эти запасы равны произведению открытой пористости, нефтегазонасыщенности и эффективной мощности однородного интервала разреза. Именно так поступают передовые организации и фирмы при подсчете запасов. В программах «Фиеста-2000» и «Карбонаты –2000» также оцениваются линейные запасы однородных интервалов разреза.

§ 2. Прогноз конечного коэффициента вытеснения нефти и газа. Оценка текущего коэффициента вытеснения и стадий обводнения коллекторов.

Используя рассмотренные многомерные модели петрофизических взаимосвязей, можно по данным ГИС в процессе разработки месторождения оценить текущий коэффициент вытеснения нефти и газа (9.1) и сделать (до начала разработки) прогноз относительно конечного коэффициента вытеснения (9.2).

$$KB_{\text{тек.}} = \frac{K_B - K_{\text{ОВ}}}{1 - K_{\text{ОВ}}} \quad (9.1)$$

$$KB_{\text{кон.}} = \frac{1 - K_{\text{ОВ}} - K_{\text{ОНГ}}}{1 - K_{\text{ОВ}}}, \quad (9.2)$$

где $KB_{\text{тек}}$ и $KB_{\text{кон}}$ - текущий и конечный коэффициент вытеснения углеводородов.

Если вычислять конечный коэффициент вытеснения по формуле (9.2), будут учтены как вытесненные из пласта «безводные» углеводороды, так и углеводороды с водой. Поэтому имеет смысл этот коэффициент разделить на две составляющие так, чтобы первая учитывала безводный продукт (9.3), а вторая – продукт с водой (9.4):

$$KB_{\text{кон.нг}} = \frac{1 - K_B^* - K_{\text{ОНГ}}}{1 - K_{\text{ОВ}}} \quad (9.3)$$

$$KB_{\text{кон.нг+в.}} = \frac{K_{\text{в}} * -K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}}}{1 - K_{\text{ов}}} \quad (9.4)$$

где $KB_{\text{кон.нг.}}$, $KB_{\text{кон.нг+в.}}$ — конечные коэффициенты вытеснения нефти и (или) газа без воды и с водой.

Все характеристики, входящие в приведенные выражения, как мы уже видели, оцениваются по данным ГИС. Поэтому в программах интерпретации данных ГИС («Фиеста –2000» и «Карбонаты – 2000») производится прогноз как текущего, так и конечного коэффициента вытеснения нефти и газа. А в программах построения петрофизических моделей продуктивных терригенных («Петрофизика - Т») и карбонатных («Петрофизика - К») отложений и оценивается конечный коэффициент вытеснения углеводородов.

Закономерности «поведения» коэффициента вытеснения нефти и газа меняются в зависимости от метода воздействия на пласт.

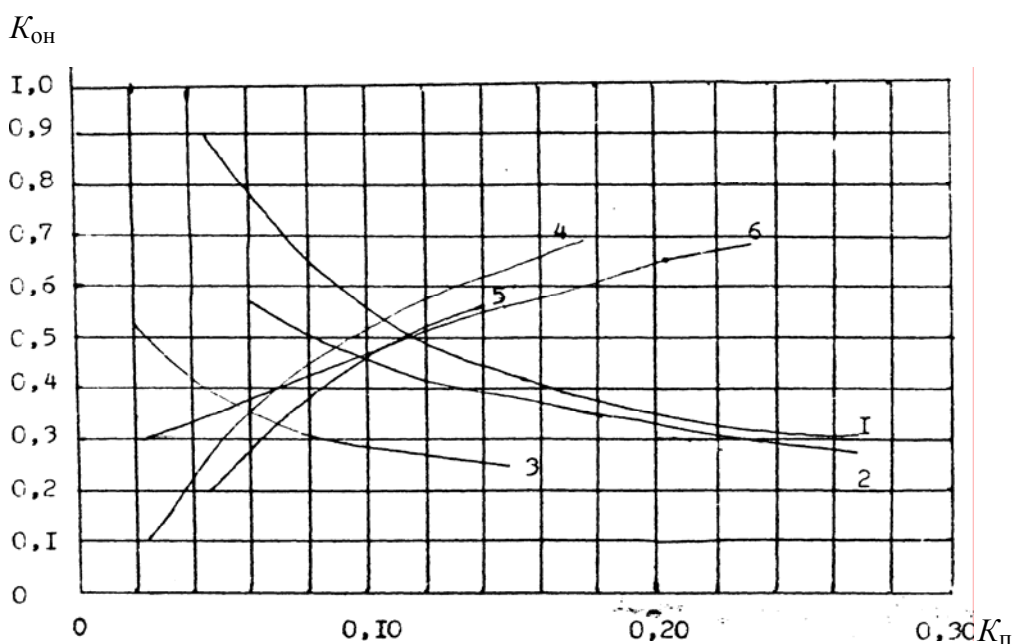


Рис. 13 .Зависимость остаточной нефтенасыщенности от открытой пористости карбонатных отложений для разных способов вытеснения нефти водой.

1,2,3 — динамическое вытеснение —месторождения Фидда (Ливия), Тенгиз (по данным «ГипроВостокНефть»), Котовское (по данным ВолгоградНИПИНефть); 4,5 — капиллярное замещение нефти водой — месторождения Котовское, Тенгиз (по данным Н.А.Скибицкой), 6 — режим растворенного газа — месторождение Грачевское (по данным Э.В.Харахашьян).

На рис.13 приводятся экспериментально установленные зависимости остаточной нефтенасыщенности от открытой пористости карбонатных отложений для трех возможных методов вытеснения: а)динамического, б) капиллярного и в) метода, реализуемого при режиме «растворенного газа».

Согласно этим результатам, при динамическом методе остаточная нефтенасыщенность уменьшается с увеличением открытой пористости, а коэффициент вытеснения — увеличивается (отсутствия точки «перегиба», после которой остаточная нефтенасыщенность убывает при низких значениях открытой пористости, связано с гидрофобизацией образцов керна). При капиллярном замещении картина обратная: с увеличением открытой пористости остаточная нефтенасыщенность возрастает, а коэффициент вытеснения убывает. В случае режима растворенного газа зависимость остаточной нефтенасыщенности

от пористости (а значит, и закономерность изменения коэффициента вытеснения нефти из коллектора) близка к капиллярному методу вытеснения.

В программе «Карбонаты –2000» предусмотрена возможность оценки двух значений конечного коэффициента вытеснения углеводородов: для динамического метода, когда нефть или газ вытесняются водой за счет разности между забойным и пластовым давлениями, и капиллярного, когда нефть вытесняется водой за счет капиллярных сил.

Используя рассмотренные ранее критерии выделения коллекторов и оценки характера их насыщения, а также модели остаточных водо и нефтегазонасыщенности можно выразить количественно такое важное для разработки месторождений понятие, как «степень обводнения» коллекторов. А именно, выделить три градации степени обводнения: 1) в коллекторе появилась подвижная вода, но он продолжает отдавать «чистый» продукт, 2) коллектор отдает продукт с водой и 3) коллектор отдает «чистую» воду. Критерии для выделения этих стадий следующие: 1) $K_B < K_B^*$, 2) $K_B^* \leq K_B < 1 - K_{\text{онг}}$ и 3) $K_B \geq 1 - K_{\text{онг}}$.

(рис.14).

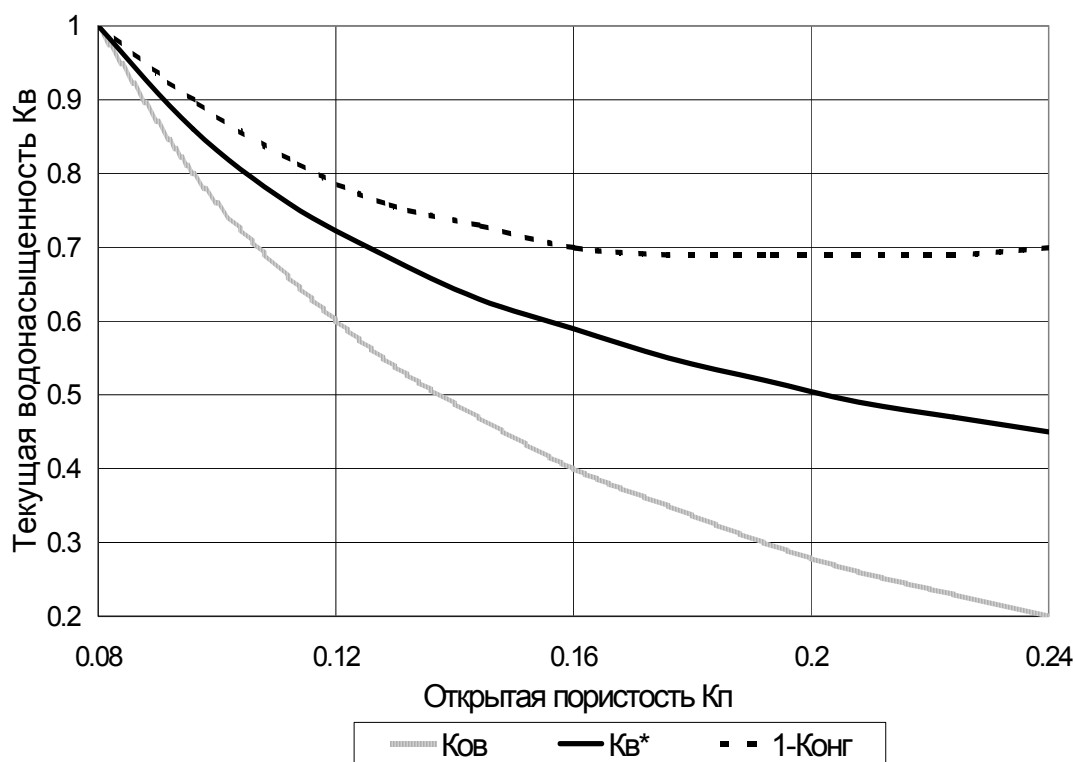


Рис.14. Нахождение граничных значений текущей водонасыщенности для а) безводного притока УВ (от $K_{\text{ов}}$ до K_B^*), б) притока УВ с водой (от K_B^* до $1 - K_{\text{онг}}$) и в) притока воды ($K_B > 1 - K_{\text{онг}}$).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящее учебное пособие посвящено практической реализации методолого - методических основ построения многомерных математических моделей в нефтегазовой геологии и создания их систем для продуктивных отложений разных типов (классов). Различные аспекты этого подхода и полученные результаты проиллюстрированы на примерах широкого класса задач, возникающих при поисках и разведке месторождений нефти и газа и решаемых по скважинным данным: материалам геофизических исследований скважин, результатам анализов керна, результатам испытаний и опробования пластов.

Показано, что для построения эффективных многомерных математических моделей петрофизических взаимосвязей необходимо использовать методологические принципы, рассмотренные в работе [4]. Наиболее важными из них являются: а) принцип «теоретизма» (детальная проработка геологических, физических и других содержательных основ строящихся математических моделей), б) принцип «системности» (проведение комплексной интерпретации разнородных геологических данных не с помощью отдельных математических моделей, а с помощью их систем, применимых для широких классов геологических объектов), в) принцип «стохастичности» (рассмотрение геологических объектов в виде сложных систем, в результате чего математические модели должны быть не детерминированными, а вероятностными).

Показано, что использование систем многомерных математических моделей петрофизических взаимосвязей позволяет *существенно увеличить объем полезной геологической информации, извлекаемой из скважинных данных. Ряд математических моделей и методических приемов и подходов, ориентированных на извлечение дополнительной (по сравнению с традиционным подходом) информации, разработан впервые в мире.* Так, впервые предложены: а) петрофизические модели продуктивных терригенных и карбонатных отложений сложных типов и методика их построения, б) методика количественной оценки степени гидрофобизации продуктивных отложений, в) единая модель для описания всех видов проницаемости продуктивных отложений с межгранулярным типом пустот (абсолютной, эффективных и фазовых проницаемостей по нефти, газу и воде), г) единое описание взаимосвязи показаний метода собственных потенциалов с открытой пористостью так называемых типичных продуктивных терригенных отложений, д) общие модели остаточных водо и нефтегазонасыщенности продуктивных отложений.

Показано, что использование разработанных общих многомерных математических моделей петрофизических взаимосвязей позволяет существенно повысить эффективность решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии по скважинным данным: а) выделения коллекторов, б) оценки их характера насыщения или вида продукции, получаемой из них (продукт, продукт с водой, вода), в) прогноза отдающих возможностей, г) оценки подсчетных параметров, а, следовательно – подсчета запасов нефти и газа, д) прогноза конечного коэффициента вытеснения нефти и газа с разделения этого коэффициента на две компоненты, учитывающие вытесненные «чистый» продукт и продукт с водой. Кроме того, оказывается возможным в процессе разработки залежей нефти и газа оценивать по данным

геофизических исследований текущий коэффициент вытеснения углеводородов и количественно определять стадии обводнения пластов-коллекторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991.
2. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с применением результатов анализов керна опробований и испытаний продуктивных пластов. Под редакцией Б.Ю.Вендельштейна, В.Ф.Козяра, Г.Г.Яценко. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990.
3. Элланский М.М. Использование современных достижений петрофизики и физики пласта при решении задач нефтегазовой геологии по скважинным данным: Учебное пособие для вузов. – РГУ нефти и газа, 1999.
4. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Компьютерное моделирование и современные компьютерные технологии в нефтегазовой геологии: Учебное пособие для вузов. – РГУ нефти и газа, 1999.
5. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1991.
6. Григорьев Л.И., Гуров И.Ю., Элланский М.М. Методика построения интеллектуальной системы поддержки принятия решений (на примере задач нефтегазовой геологии). Компьютерный практикум. М.: РГУ нефти и газа, 1999.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
ЧАСТЬ ПЕРВАЯ. МНОГОМЕРНЫЕ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ. СИСТЕМЫ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПОРОД РАЗНЫХ КЛАССОВ	5
Глава 1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОСТРОЕНИЯ И ИЗУЧЕНИЯ МНОГОМЕРНЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ	5
§ 1. Геологические объекты – сложные системы	5
§ 2. Математические модели петрофизических взаимосвязей	6
§ 3. Общая схема изучения математических моделей в геологии	7
Глава 2. РАЗЛИЧНЫЕ ТИПЫ МОДЕЛИРУЕМЫХ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ. МОДЕЛЬ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ	8
§ 1. Системы многомерных моделей петрофизических взаимосвязей	8
§ 2. Модель пористой среды продуктивных отложений	8
Глава 3. МОДЕЛИ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ВЕЛИЧИНАМИ И «БАЗОВЫМИ» ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	10
§ 1. Модель удельного электрического сопротивления продуктивных пород	10
§ 2. Модели показаний методов собственных потенциалов и естественной радиоактивности продуктивных пород	12
Рис.3. Универсальная взаимосвязь показаний метода СП с открытой пористостью типичных терригенных отложений	15
§ 3. Модели нейтронной, акустической и плотностной пористости	14
§ 4. Модели, описывающие взаимосвязи между «базовыми» характеристиками продуктивных отложений (модели – «связки»)	18
Глава 4. МОДЕЛИ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ «БАЗОВЫМИ» И ДРУГИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ПРОДУКТИВНЫХ ПОРОД	19
§1. Взаимосвязи остаточных водо и нефтегазонасыщенности с открытой пористостью, глинистостью и карбонатностью	19
§2. Взаимосвязи абсолютной, эффективных и фазовых проницаемостей с «живым» сечением, извилистостью и радиусом поровых каналов	20
Глава 5. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ. СИСТЕМЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ РАЗНЫХ КЛАССОВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	26
§ 1. Петрофизическая классификация продуктивных отложений	26
§ 2. Системы многомерных моделей петрофизических взаимосвязей для продуктивных отложений разных классов	27
§ 3. Петрофизические модели типичных терригенных отложений	29
§ 4. Петрофизические модели «простых» и «сложных» карбонатных отложений	39
ЧАСТЬ ВТОРАЯ. ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИКО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ РЕШЕНИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ ПО СКВАЖИННЫМ ДАННЫМ	40
Глава 6. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗЕ ОТЛОЖЕНИЙ, ВСКРЫТЫХ СКВАЖИНОЙ И ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ИХ НАСЫЩЕНИЯ	40
Глава 7. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ГИДРОФОБИЗАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО СКВАЖИННЫМ ДАННЫМ	44
Глава 8. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ФИЛЬТРАТА ГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА УХУДШЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	47
§ 1. Влияние минерализации пластовой воды на остаточную водонасыщенность и относительную глинистость пород	47
§ 2. Влияние минерализации пластовой воды на ухудшение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений	48
Глава 9. ОЦЕНКА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ. ПРОГНОЗ КОНЕЧНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЭСНЕНИЯ НЕФТИ (ГАЗА)	50
§ 1. Оценка подсчетных параметров залежей нефти и газа	50
§ 2. Прогноз конечного коэффициента вытеснения нефти и газа. Оценка текущего коэффициента вытеснения и стадий обводнения коллекторов	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	56

ЭЛЛАНСКИЙ Михаил Михайлович
ИЗВЛЕЧЕНИЕ ИЗ СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ ИНФОРМАЙЦИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПОИСКОВО-
РАЗВЕДОЧНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Учебное пособие
Сводный тем. план 2000 г.

Подписано в печать 18.3.2000 Формат 60 /90 /16

Объем 5,0 уч.-изд.л. Тираж 200 экз.

Заказ

Отдел оперативной полиграфии
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
117917, ГСП – 1, Москва, Ленинский просп., 65