

**Д.А. Кожевников
К.В. Коваленко**

**Изучение коллекторов
нефти и газа
по результатам адаптивной
интерпретации геофизических
исследований скважин**



**РГУ нефти и газа
им. И.М.Губкина**

D.A. Kozhevnikov, K.V. Kovalenko

**EVALUATION OF OIL AND GAS RESERVOIRS
WITH THE ADAPTIVE WELL LOG ANALYSIS**



ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко

**ИЗУЧЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АДАПТИВНОЙ
ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**



УДК 550.83
ББК 33.36
K58

Кожевников Д.А., Коваленко К.В.

K58 Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 219 с.: ил.
ISBN 978-5-91961-051-9

В книге описывается разработанная авторами оригинальная адаптивная технология интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) для изучения сложных коллекторов нефти и газа, построения цифровых пространственных моделей месторождений и подсчета запасов углеводородов.

Книга состоит из двух частей. Первая посвящена петрофизическому обоснованию адаптивной технологии интерпретации данных ГИС. В ней выявляются ранее не известные закономерности и аналитические связи между различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Вторая часть книги посвящена проблемам изучения коллекторов нефти и газа, решениям прямых и обратных задач. Эта часть служит обоснованием направлений и методов исследований и собственно адаптивной технологии интерпретации данных ГИС, её информационному потенциалу, алгоритмическому аппарату и точностным характеристикам. Показано, что технология адаптивной интерпретации обеспечивает существенное повышение надежности, детальности и точности определения геологических и извлекаемых запасов при построении 3D геомоделей месторождений нефти и газа.

Книга представляет практический интерес для специалистов научно-исследовательских, проектных и производственных геофизических учреждений и организаций. Может быть использована как учебное пособие для преподавателей, магистрантов, аспирантов и студентов нефтяных, геофизических и инженерно-геологических специальностей вузов.

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина и его репродукция (воспроизведение)
любыми способами без согласия университета запрещается.

ISBN 978-5-91961-051-9

© Кожевников Д.А., Коваленко К.В., 2011
© Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011
© Голубев В.С., оформление серии, 2011

ОГЛАВЛЕНИЕ

Слово о книге.....	8
Предисловие.....	9
Введение. КОНЦЕПЦИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА.....	13
Список сокращений и условных обозначений.....	17
ЧАСТЬ ПЕРВАЯ	
ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС	21
Глава 1. Петрофизическая модель эффективной пористости	23
1.1. Модель гранулярного коллектора	23
1.2. Формирование зависимости остаточной водонасыщенности от пористости	25
1.3. Терригенные коллекторы	28
1.4. Проверка модели по данным гранулометрического анализа	30
1.5. Карбонатные коллекторы	31
1.6. Петрофизическая модель эффективной пористости	34
1.7. Петрофизический инвариант	36
1.8. Инвариантность остаточной водонасыщенности	37
1.9. Петрофизическое моделирование трещинных коллекторов	43
Глава 2. Применение петрофизических моделей для описания свойств сложных коллекторов нефти и газа.	48
2.1. К систематике модельных описаний коллекторов нефти и газа.....	48
2.2. Параметризация моделей эффективной пористости	50
2.3. Зависимость емкости матрицы гранулярных коллекторов от глубины залегания.....	52
2.4. Водоудерживающая способность матрицы	57
2.5. Влияние минерального состава цемента на водоудерживающую способность коллектора	57
2.6. Определение набухания цемента по характеристическим параметрам коллектора	61
2.7. Петрофизическое обоснование адаптивной интерпретации данных ГИС.....	63
Глава 3. Нефтенасыщенность и учет насыщения в петрофизических моделях	66
3.1. Доля нефти в объеме общей, эффективной и динамической пористости.....	66
3.2. Инвариантность гидрофильтрного нефтенасыщенного коллектора.....	68
3.3. Связь коэффициента вытеснения с ФЕС коллектора	70
Глава 4. Капиллярное давление	74
4.1. Определение капиллярного давления.....	74
4.2. Связь капиллярного давления с текущей и остаточной водонасыщенностью	75
4.3. Определение «асимптотического» значения коэффициента остаточной водонасыщенности	79
4.4. Моделирование насыщения в переходной зоне.....	82
Глава 5. Проницаемость	86
5.1. Теоретические связи проницаемости с ФЕС	86

5.2. Количественный прогноз абсолютной проницаемости.....	88
5.3. Инвариантность проницаемости	89
5.4. Зависимость абсолютной проницаемости гранулярных коллекторов от глубины залегания.....	90
5.5. Прогноз фазовых проницаемостей коллекторов по данным ГИС	95
5.6. Нормировки фазовых проницаемостей в концепции ЭПП	96
5.7. Связи эффективных проницаемостей с ФЕС	98
5.8. Модели относительных фазовых проницаемостей.....	101
5.9. Связь параметров моделей ОФП с ФЕС коллекторов.....	104
ЧАСТЬ ВТОРАЯ	
АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС.....	107
Глава 6. Парадигмы интерпретации данных ГИС	109
6.1. Проблемы интерпретации данных ГИС.....	109
6.1.1. Прямые задачи ГИС	111
6.1.2. Обратные задачи ГИС.....	112
6.2. Поправочная парадигма в интерпретации данных ГИС	114
6.3. Принцип адаптивности в интерпретации данных ГИС	116
6.4. Петрофизический инвариант как интерпретационный параметр методов ГИС.....	118
Глава 7. Петрофизические модели методов ГИС и адаптивные алгоритмы.....	120
7.1. Метод потенциалов собственной поляризации.....	120
7.1.1. Петрофизические модели метода СП.....	121
7.1.2. Метод СП как «метод эффективной пористости»	126
7.2. Методы удельных электрических сопротивлений	127
7.2.1. Адаптивный аналог формулы Дахнова–Арчи.....	132
7.3. Метод естественной радиоактивности	133
7.3.1. Адаптивная петрофизическая интерпретация гамма-метода	136
7.3.2. Настройки при переменном фракционном и минеральном составе матрицы.....	137
7.3.3. Адаптивная интерпретация гамма-спектрометрии	138
7.4. Плотностной гамма-гамма-метод	140
7.4.1. Адаптивная интерпретация данных ГГМ и ее метрологическое обеспечение.....	140
7.4.2. Адаптивная петрофизическая интерпретация плотностного гамма-гамма-метода	146
7.5. Стационарные нейтронные методы.....	148
7.5.1. Экспериментальная проверка интерпретационной модели	149
7.5.2. Решение прямой задачи ННМт с контрастной минерализацией в прискважинной зоне	151
7.5.3. Определение петрофизического инварианта по данным ННМ-2	152
7.6. Импульсные нейтронные методы	154
7.6.1. Алгоритмы определения эффективной пористости и нефтенасыщенности	155
7.7. Акустический метод	158
7.7.1. Адаптивная интерпретация стандартного акустического метода	158
7.7.2. Адаптивная интерпретация волнового акустического метода	159
Глава 8. Комплексная адаптивная интерпретация данных ГИС	162
8.1. Структура адаптивной интерпретации данных комплекса ГИС	162
8.2. Петрофизические модели методов ГИС	164
8.3. Характеристические значения петрофизических параметров методов ГИС	164
Глава 9. Точныхные характеристики адаптивной интерпретации данных ГИС	173
9.1. Погрешности определения эффективной пористости	173
9.2. Погрешности определения нефтенасыщенности	179
Глава 10. Адаптивные технологии в геомоделировании	183
10.1. Система адаптивной интерпретации данных ГИС в геомоделировании.....	183
10.2. Роль инклинометрии в геомоделировании.....	185
10.2.1. Модель погрешностей при дирекционных исследованиях скважин	189

10.3. Адаптивная методика расчета акустической жесткости	191
10.3.1. Расчет синтетической сейсмопротяжки.....	194
10.3.2. Точныхные характеристики алгоритма определения акустической жесткости	196
10.4. Моделирование распределения ФЕС в трехмерном пространстве.....	197
10.4.1. Геомодель в абсолютном поровом пространстве	197
10.4.2. Геомодель в эффективном поровом пространстве.....	198
10.5. Подсчет запасов	205
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	206
ОБ АВТОРАХ	208
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	209
ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	218

СЛОВО О КНИГЕ

Основные задачи нефтегазопромысловой геологии связаны с изучением залежей, пространственным моделированием месторождений, подсчетом запасов, проектированием и контролем разработки, прогнозом и контролем продуктивности. Эти задачи решаются с помощью количественной интерпретации данных ГИС.

В методологиях разработки месторождений нефти и газа и интерпретации геофизических данных последнее десятилетие отмечено появлением двух инновационных концепций: концепции *эффективного порового пространства* (ЭПП) и концепции (технологии) *адаптивной интерпретации* данных геофизических исследований скважин (ГИС) соответственно. Первая была разработана в Институте проблем нефти и газа РАН (С.Н. Закиров с сотрудниками), вторая – авторами настоящей книги (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина). Обе концепции разработаны независимо и практически одновременно.

Концепция ЭПП открыла возможности для создания новых технологий разработки, обеспечив более высокую нефтеотдачу за счет повышения коэффициента охвата пласта процессом вытеснения. Она расширила арсенал технологий разработки месторождений нефти и газа при адекватном учете реального геологического строения продуктивных коллекторов.

В книге показано, что концепция адаптивности обеспечивает существенное повышение надежности, детальности и точности определения геологических и извлекаемых запасов при построении 3D геомоделей месторождений нефти и газа. Эта технология фактически оказалась инструментом реализации концепции ЭПП со стороны ее геофизического обеспечения.

Обе концепции объединяются системным подходом и дополняют друг друга. Так, ранее петрофизики и геофизики знали о плодотворности построения зависимостей для петрофизических параметров коллектора на основе коэффициента эффективной пористости. Однако на широкое применение такого подхода налагали запрет классические в теории подземной газогидродинамики дифференциальные уравнения Маккета–Мереса. Концепция ЭПП этот запрет сняла. Зато теперь концепция адаптивной интерпретации позволяет по данным стандартного комплекса ГИС определять так необходимые для 3D компьютерного моделирования значения коэффициента эффективной пористости.

В данной книге рассмотрены прямые и обратные задачи петрофизики и теории методов ГИС, для решения которых авторы применили все доступные методы – аналитический, аппроксимационный (эмпирический), феноменологический. Совокупность элементов разработанной ими технологии образует систему с «геологическим интеллектом». Рассматриваемая книга является инновационной по духу и заслуживает внимания широкого круга специалистов.

*А.Н. Дмитриевский,
академик РАН*

ПРЕДИСЛОВИЕ

В современной промысловой геофизике отмечается разительное противоречие между стремительной динамикой технического прогресса и длительным застоем в развитии методологии геологической интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). Существующие методики интерпретации далеко не полностью реализуют информационный потенциал петрофизических и геофизических исследований. Именно методические погрешности вносят основной вклад в результирующую погрешность петрофизической интерпретации данных ГИС.

Многие методики и алгоритмы основаны на сугубо эмпирических подходах. При цифровом геологическом моделировании возникла **проблема адекватности флюидодинамических моделей реальным геологическим объектам**. В этом проявилась ненадежность эмпирических методик и алгоритмов интерпретации данных ГИС.

В книге описывается разработанная авторами оригинальная адаптивная технология интерпретации данных ГИС. Первые результаты были отражены в докторской диссертации одного из авторов и кандидатской другого.

Книга состоит из двух частей. Первая посвящена петрофизическому обеспечению адаптивной технологии интерпретации данных ГИС. В ней развиваются петрофизические модели, необходимые для обоснования эффективной пористости как интерпретационного параметра методов ГИС. Центральное место занимает принцип петрофизической инвариантности гранулярных коллекторов различных литотипов, с помощью которого выявляются ранее не известные аналитические связи между различными ФЕС.

Вторая часть книги посвящена проблемам изучения коллекторов нефти и газа, выявлению и анализу методов решения прямых и обратных задач ГИС. Эта часть служит обоснованием направлений и методов исследований и собственно адаптивной технологии интерпретации данных ГИС, её информационному потенциалу, алгоритмическому аппарату, и точностным характеристикам.

В понятие **информационного потенциала** мы вкладываем качество и количество информации, извлекаемой в результате применения конкретной информационной технологии измерений и интерпретации (включающей соответствующее метрологическое и программно-алгоритмическое обеспечение) получаемых результатов. Разные информационные технологии обладают различными **информационными потенциалами**.

Адаптивная технология обеспечивает существенное повышение детальности, точности и надежности определения геологических и извлекаемых запасов на основе построения 3D геомоделей месторождений нефти и газа.

Возможности адаптивной технологии раскрываются следующими положениями.

1. Переход к «динамической» петрофизике (от «абсолютного» порового пространства – к «эффективному»).

Для неоднородных коллекторов с полиминеральным составом матрицы и глинистого цемента значения пористости (открытой и общей) и глинистости оказываются малоинформативными. Гораздо большее практическое значение имеет моделирование на основе динамических параметров: эффективной (динамической) пористости и фазовых проницаемостей. Так как коллектор – фильтрующая среда, то важнейшими его свойствами являются флюидодерживающие способности матрицы и цемента. Эти параметры явным образом присутствуют в дифференциальных уравнениях многофазной фильтрации и моделях эффективной и динамической пористостей. Изменение эффективной пористости коллектора обусловлено изменениями количества, состава и структуры глинистого цемента, что одновременно про-

является в изменениях объемной плотности, удельного электрического сопротивления, диффузионно-адсорбционной активности, естественной радиоактивности, и т.д.

Разработанная нами и описываемая в книге технология адаптивной интерпретации данных ГИС нацелена на расчет именно динамических параметров коллекторов и так называемых «неколлекторов».

2. Отказ от «опорных» пластов.

В настоящее время настройка методик интерпретации на конкретные свойства изучаемых коллекторов реализуется на интуитивном уровне в виде подбора так называемых «опорных пластов». Однако свойства таких пластов не имеют сходства с изучаемыми коллекторами ни по составу, ни по условиям образования. Кроме того, они могут вообще отсутствовать в геологическом разрезе.

Это значит, что методики и алгоритмы интерпретации данных ГИС должны обладать свойством адаптивности, т.е. автоматической приспособляемости к свойствам, составу, условиям образования, вторичных преобразований и естественного залегания изучаемых коллекторов.

3. От эмпирики к аналитике.

Применение стандартных объемных петрофизических моделей методов ГИС для практической интерпретации осложняется тем, что состав и свойства минеральных компонент коллектора априори не известны и не остаются неизменными на каждом кванте глубины исследования. *Именно для преодоления этих трудностей предназначена адаптивная интерпретация ГИС.*

Адаптивные методики оперируют интерпретационными моделями, позволяющими решать прямую и обратную задачи для текущих условий измерений, включающих метрологические характеристики информационно-измерительных систем (ИИС) промысловой геофизики.

Результаты петрофизического моделирования способствуют выявлению и обобщению закономерностей, обнаруживающихся в многообразии накопленных эмпирических данных. В первую очередь, такие закономерности установлены для гранулярных коллекторов различных генотипов.

4. Петрофизические модели и «законы сохранения» в петрофизике: петрофизическая инвариантность.

Инструментом описания взаимосвязей между различными петрофизическими характеристиками и свойствами коллекторов *in situ* и показаниями методов ГИС служат выражаемые в аналитической (математической) форме петрофизические модели. На эмпирическом уровне такого описания из-за необозримого множества влияющих факторов в принципе дать невозможно.

При выводе и обосновании соответствующих моделей выступают «характеристические» параметры, которые описывают крайние состояния коллектора: коллектор, обладающий максимальной эффективной пористостью (при отсутствии глинистого цемента) и «вырожденный» коллектор, лишенный эффективной пористости.

При этом выявляется ряд устойчивых соотношений, например, между содержаниями песчаной и алевритовой фракций, гидрослюды и каолинита, устойчивостью значения максимальной эффективной пористости коллектора.

Для гранулярных коллекторов различных генотипов обоснован принцип петрофизической инвариантности. Петрофизический инвариант является безразмерным параметром подобия, позволяющим значительно сократить число «шумящих» входных параметров в алгоритмах интерпретации данных ГИС и полностью исключить или существенно уменьшить неопределенность их априорного задания.

5. Объединение принципа петрофизической инвариантности коллекторов с принципом алгоритмической адаптивности.

Адаптивная технология является альтернативой эмпирической поправочной («палеточной») технологии интерпретации данных ГИС. В ее основе лежат *новые методологические принципы* – принцип моделирования коллекторов на основе *петрофизической инвариантности* и принцип *адаптивности*, обеспечивающие резкое повышение точности и надежности благодаря подавлению разнообразных источников шумов и погрешностей.

Принцип инвариантности, заложенный в основу адаптивной методики, позволяет для сложных неоднородных коллекторов подбором методов исследований и настройкой алгоритмов на «характеристические» параметры коллекторов убрать влияние тех переменных, которые «зашумляют» искомые петрофизические зависимости, и получить достоверную картину распределения ФЕС в трехмерном пространстве геомодели.

Рис. 1. Информационный потенциал адаптивной интерпретации данных ГИС



6. Методы стандартного комплекса ГИС строго обосновываются как методы эффективной пористости (относительной глинистости).

Реализация предыдущего положения позволила обосновать петрофизический инвариант как интерпретационный параметр методов стандартного комплекса ГИС (ранее считалось, что определение эффективной пористости доступно только методу ядерно-магнитного резонанса ЯМР).

7. Качественный анализ ФЕС на каждом кванте глубины залегания коллектора производится с учетом его неоднородности в целом по «характеристическим» показаниям методов ГИС.

Качественное определение петрофизического инварианта по данным ГИС основано на соответствии характеристических **показаний** методов ГИС (в некоторых случаях совпадающих с петрофизическими) **параметрам** петрофизической модели коллектора.

8. Информационный обмен между «однометодными» модулями при комплексной интерпретации.

Для определения характеристических показаний методов ГИС, соответствующих характеристическим параметрам коллекторов, используются данные комплекса ГИС посредством информационного обмена между модулями однометодной интерпретации.

9. «Динамическая» петрофизика как информационное ядро системы геомоделирования.

Перечисленные положения являются элементами системы адаптивной интерпретации данных ГИС, которая обеспечивает исходную информацию для «динамической» петрофизики и ее применения на всех этапах геомоделирования – от сейсмической инверсии до построения флюидальной и гидродинамической моделей (рис. 1).

10. Эмерджентность системы адаптивной интерпретации в геомоделировании.

Система адаптивной интерпретации (глава 10) объединяет методическое, метрологическое, петрофизическое и интерпретационно-алгоритмическое обеспечение и позволяет по данным ГИС:

- надежно выявлять продуктивные коллекторы и количественно оценивать их по значениям динамической пористости и эффективной проницаемости,
- решать указанную задачу в процессе бурения в режиме реального времени при бескабельной регистрации данных ГИС,
- изучать состояние прискважинной зоны пласта-коллектора,
- количественно определять содержания минеральных компонент коллекторов,
- количественно прогнозировать удельную продуктивность и степень обводненности продукции.

БЛАГОДАРНОСТИ

За интерес к работе и полезные замечания приносим глубокую благодарность профессору С.Н. Закирову, И.М. Индрупскому, Э.С. Закирову, Д.П. Аникееву (ИПНГ РАН).

В процессе работы мы ощущали поддержку и помошь со стороны профессора В.М. Добрынина и

доцентов А.В. Дахнова, Н.Е. Лазуткиной, А.В. Городнова, В.Н. Черноглазова, Н.Н. Богданович (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина).

При внедрении адаптивной технологии в 3D геомоделирование большая помощь была оказана профессором А.С. Кашиком, С.Б. Истоминым, З.Н. Жемжуровой (ЦГЭ).

Благодарим С.В.Кузнецова за обсуждение вопросов, связанных с дирекционными измерениями в скважинах.

Большой объем фактических материалов по петрофизическим коллекциям и данным ГИС для объектов различных регионов был обработан студентами и магистрантами кафедры ГИС РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Особую благодарность приносим И.С. Дешененкову и А.Н. Петрову, совместно с которыми получен и опубликован ряд результатов.

Мы глубоко признательны академику РАН А.Н. Дмитриевскому, представившему эту книгу читателю.

ВВЕДЕНИЕ

КОНЦЕПЦИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Наиболее эффективная разработка залежи, максимальная величина *коэффициента извлечения нефти* достигаются путем обоснования адекватных геолого-физическим условиям продуктивного пласта технологий разработки, при непрерывном контроле, анализе и управлении залежью в процессе эксплуатации на основе ее 3D динамической геофлюидальной модели. Такая модель может быть получена только на основе синтеза данных ГИС, сейсморазведки, лабораторных исследований кернового материала и пластовых флюидов, гидродинамических исследований скважин и данных их промысловой эксплуатации. Экономические показатели, коэффициенты извлечения углеводородов и основные параметры режимов разработки через дебит и продуктивность, темпы изменения пластового давления и обводнения скважин определяются фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов, их вертикальной и латеральной неоднородностью, поверхностными свойствами, качеством первичного и вторичного вскрытия и т.д.

Именно практика 3D компьютерного моделирования выяснила довольно серьезные упущения в ее методологии и в методологиях сопредельных научных дисциплин, включая проблематику ГИС [64]. Коллективом С.Н. Закирова были отмечены принципиальные недостатки в современной методологии 3D геологического и гидродинамического моделирования, подсчета запасов нефти (газа), неадекватность технологий разработки реальным геологическим условиям.

Вскрытие имеющихся недостатков позволило найти выходы из сложившейся ситуации на основе новой концепции *эффективного порового пространства* (ЭПП) [60, 62, 63].

Классические в подземной гидромеханике и разработке месторождений нефти и газа уравнения многофазной фильтрации Маскета–Мереса (1936 г.) в качестве базисных коэффициентов используют коэффициенты абсолютной проницаемости по воздуху $K_{\text{пр абс}}$ и открытой пористости $K_{\text{п}}$ (рис. 2, *а*). Соответствующие представления о фильтрационных процессах в пласте были названы концепцией *абсолютного порового пространства* (АПП). Именно концепция АПП предопределила методологию исследований практически во всех дисциплинах нефтегазовой науки.

Анализ современной ситуации в теории и практике разработки месторождений нефти и газа привел к выявлению ряда серьезных проблем [60, 63]. Они связаны, во-первых, с нарушением системности взаимодействия изначально иерархически выстроенных научных дисциплин [62]. Вторая проблема обусловлена абстрактностью базисных коэффициентов $K_{\text{пр абс}}$ и открытой пористости $K_{\text{п}}$ в уравнениях Маскета–Мереса. Запасы нефти (газа), подвижная вода находятся не в открытом, а в эффективном поровом пространстве, с базисными коэффициентами эффективной пористости $K_{\text{п эф}} = K_{\text{п}}(1 - K_{\text{во}})$, $K_{\text{во}}$ – остаточная водонасыщенность, и эффективной проницаемости $K_{\text{пр эф}}$ (рис. 2, *б*). Под $K_{\text{пр эф}}$ понимается фазовая проницаемость для нефти (газа) при остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$.

Переход к реалистичным базисным параметрам принципиально меняет смысл параметров уравнений многофазной фильтрации и требования к исходной информации. Изменившиеся уравнения и терминология позволили все, что с ними связано, отнести к концепции ЭПП [60, 63]. При этом математическая форма уравнений многофазной фильтрации для большинства технологий воздействия на пласт сохраняется. То есть, применимы общепринятые алгоритмы и программные комплексы решений 3D многофазных фильтрационных задач.

Важнейшие следствия перехода к концепции ЭПП в сопредельных дисциплинах нефтегазовой науки состоят в следующем.

Петрофизика и ГИС. Петрофизика от физики пласта заимствовала коэффициенты $K_{\text{пр абс}}$ и $K_{\text{п}}$. Огромный объем керновых исследований приходится на их определения – до тысяч образцов по некоторым месторождениям. Для реального коллектора эти параметры неинформативны.

В концепции ЭПП жизненно важны определения $K_{\text{п эф}}$ и $K_{\text{пр эф}}$, относительных фазовых проницаемостей, капиллярных давлений. Повышенное внимание должно уделяться низкопроницаемым коллекторам («неколлекторам» в традиционном понимании). Изменения эффективной пористости $K_{\text{п эф}}$ значи-

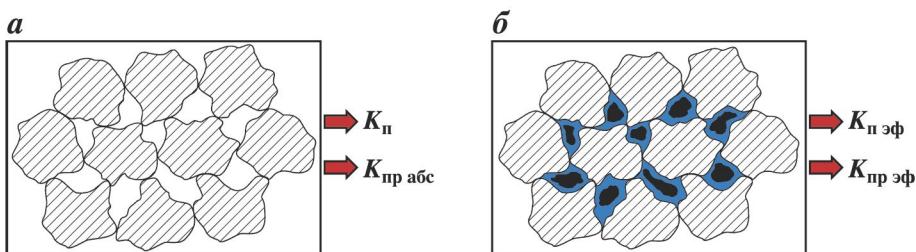


Рис. 2. Схемы базисной структуры порового пространства в концепции АПП (а) и реальной структуры продуктивного коллектора в концепции ЭПП (б)

тельно лучше отражают особенности состава и строения коллекторов нефти и газа. Известна существенно более тесная корреляция $K_{\pi \text{ эф}}$ с различными литолого-петрофизическими и фильтрационно-емкостными свойствами, по сравнению с K_{π} .

Концепция ЭПП исходит из уточненных дифференциальных уравнений многомерной многофазной фильтрации. Она объективно нацеливает петрофизиков на изучение базисных коэффициентов $K_{\pi \text{ эф}}$ и $K_{\text{пр эф}}$. Их непосредственному определению по данным ГИС и последующему использованию в геомоделировании способствует адаптивная парадигма интерпретации результатов ГИС.

Начиная с петрофизики и интерпретации данных ГИС, концепция ЭПП приводит к необходимости пересмотра ситуации с выделением так называемых «неколлекторов». Сегодня по данным опробований скважин и/или другим критериям обосновываются «границные» значения для отсечки «неколлекторов». Хотя соответствующие «неколлекторам» образцы керна имеют по результатам их исследований отличные от нуля значения коэффициентов проницаемости и пористости. Единожды выделенные «неколлекторы» практически не исследуются и не учитываются при подсчете запасов, 3D компьютерном моделировании.

3D геологическое моделирование. Концепция АПП и нарушение системности в нефтегазовой науке привнесли в методологию построения 3D моделей уже устаревшее понятие «неколлекторов». Результаты фундаментальных исследований показывают, что в природе отсутствуют непроницаемые горные породы. Об искусственности вводимых граничных значений говорят данные о разработке в США, Канаде месторождений газа с проницаемостью коллекторов до десятитысячной доли миллиарда, результаты многочисленных исследований по дегазации Земли, обоснованная в ИПНГ РАН конденсационная модель формирования залежей нефти и газа, и т.д.

Использование категории «коллектор–неколлектор» предопределило повсеместное создание нереалистичных 3D моделей залежей с зонально-разобщенными и со слоисто-неоднородными, расчлененными по вертикали коллекторами. Несмотря на то, что «неколлекторы» обладают, хотя и малыми по величине, пористостью и проницаемостью, эти параметры в 3D моделях обнуляются. В результате искается реальное геологическое строение продуктивных пластов, становится невозможной адекватная адаптация 3D модели к фактическим данным разработки [63].

Концепция ЭПП, устранив понятие неколлекторов, настаивает на их тщательном изучении и учете их фактических фильтрационно-емкостных свойств, капиллярных характеристик в 3D моделях пластов, что имеет принципиальное значение как для методологии 3D гидродинамического моделирования, так и для технологий разработки месторождений нефти и газа.

Важной проблемой в методологии современного 3D моделирования является проблема флюидальных контактов. Как правило, они рассматриваются как горизонтальные, без учета естественного фильтрационного потока пластовой воды. Это ведет к некорректному подсчету запасов, созданию неадекватных реальной геологической ситуации систем разработки.

Запасы нефти и газа являются ключевым фактором для каждого месторождения и ресурсной базы в целом. Концепция ЭПП, во-первых, приводит к необходимости разграничения понятий «геологические» и «балансовые» запасы. Под геологическими запасами следует понимать все запасы нефти в пласте «до последней молекулы». Под балансовыми – запасы, получаемые из геологических при их подсчете по традиционной методологии [133], т.е. на основе отсечек «неколлекторов» по граничным значениям параметров, данным опробования скважин. Именно балансовые запасы в действительности сегодня учитываются в Госбалансе России в качестве геологических. Разница между геологическими и балансовыми запасами, например, для Ромашкинского месторождения, за счет пересмотра граничных значений кондиционности запасов, составляет более 700 млн тонн [139].

Наряду с забалансовыми запасами, связанными с неколлекторами и переходными зонами, современная структуризация запасов должна учитывать также восполняемые и техногенно изменяемые запасы [63].

3D гидродинамическое моделирование. В концепции ЭПП учитываются все реальные геологические запасы углеводородов в пласте, а не только балансовые. Без этого условия нельзя говорить о возможности качественной адаптации модели к фактическим данным и долгосрочном прогнозе показателей разработки залежи. Концепция ЭПП дает ключ к корректному ремасштабированию низкопроницаемых

прослоев («неколлекторов»). При этом устраняются искусственные гидродинамические барьеры с нулевой проницаемостью для вертикальных фильтрационных течений. Концепция ЭПП мотивирует развитие новых методов гидродинамических исследований скважин и пластов. При этом устраивается произвол в задании проницаемости пласта вдоль вертикальной координаты и обеспечивается согласование данных о проницаемости из различных источников.

Разработка месторождений нефти и газа. Концепция ЭПП открывает возможности для создания новых технологий разработки [63]. Например, для слоисто-неоднородных пластов удается предложить альтернативную технологию вертикально-латерального заводнения. Она обеспечивает более высокую нефтеотдачу за счет повышения коэффициента охвата пласта процессом вытеснения.

Концепция ЭПП расширяет арсенал технологий разработки месторождений нефти и газа при адекватном учете реального геологического строения продуктивных пластов.

Адаптивная интерпретация данных ГИС в моделировании месторождений нефти и газа.

Проблема выделения и количественной оценки фильтрационно-емкостных свойств сложных полиминеральных глинистых коллекторов до сих пор не имеет надежного решения, несмотря на большое количество работ, посвященных этой теме. Не случайно запасы крупнейших месторождений уточняются неоднократно.

Трудности выделения и оценки коллекторов обусловлены не только их сложностью, но и недостатками некоторых эмпирических методик интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), в частности, данных нейтронного, плотностного методов, метода потенциалов собственной поляризации. Недостаточная эффективность комплекса ГИС определяется отсутствием информации о составе, содержаниях и свойствах глинистых минералов, ограничениями методик интерпретации, основанных на эмпирических связях, неполнотой информации, извлекаемой из данных петрофизических анализов керна.

Изучению коллекторов посвящено большое число работ отечественных и зарубежных ученых и специалистов.

Современный этап развития методов ГИС, как и геофизики в целом, перешел на качественно новый уровень – уровень цифровой интерпретации, ознаменованный использованием быстродействующей вычислительной техники и переходом от аналоговой записи к цифровой. Этот уровень предоставляет исследователю-геофизику качественно новые возможности.

Одновременно произошла переоценка роли отдельных приемов интерпретации данных комплекса ГИС и их геологической информативности. Все более и более проявляется стремление к реализации интерпретационных процедур с «геологическим интеллектом», которые бы в максимальной степени использовали возможности вычислительной техники.

Для работы на новом техническом уровне необходимо решать принципиально новую проблему. Она заключается в том, чтобы перевести задачи количественной интерпретации данных комплекса ГИС из класса творческих, т.е. неформализуемых («искусство»), в класс алгоритмизуемых («технология»). Эта проблема заставляет по-новому оценивать накопленные знания и опыт. Для работы на алгоритмическом уровне необходимо использование обоснованных петрофизических моделей, которые, в частности, позволяют производить учет состава и свойств глинистых минералов, существенно влияющих на фильтрационные свойства коллекторов.

Таким образом, задача разработки петрофизических моделей, нахождение способов настройки алгоритмов интерпретации по параметрам петрофизических моделей, возможность оценки этих параметров не только по данным керна, но и по данным ГИС, ставит целый ряд принципиально новых задач.

Именно в этом направлении выполнена настоящая работа, в которой для сложных коллекторов рассматриваются новые петрофизические модели и алгоритмы интерпретации.

Многие промышленно продуктивные коллекторы относятся к категории «сложных» – глинистых с полиминеральным составом матрицы и цемента, сложной структурой емкостного пространства. Для этих коллекторов теряют смысл понятия «кондиционных» значений петрофизических характеристик (пористости, глинистости, и т.д.). Проблема количественного определения ФЕС таких коллекторов (в частности, эффективной и динамической пористости) до сих пор не имеет надежного решения.

Один из авторов впервые ввел и сформулировал понятия адаптивной интерпретации и «**адаптивной парадигмы**». Согласно Д.А. Кожевникову, чтобы преодолеть принципиальные трудности в изучении сложных коллекторов методами ГИС, методики интерпретации данных ГИС должны быть **адаптивными**, т.е. «**самонастраивающимися**», «автоматически» настраивающимися на текущие условия измерений. Реализация «**адаптивной парадигмы**» возможна, если:

- методика интерпретации оперирует не фиксированными «пalletками», а **интерпретационными моделями**, позволяющими генерировать интерпретационные зависимости и решать прямые и обратные задачи для **текущих условий измерений**;

• аналитический инструмент для получения интерпретационной модели метода из решений прямой и обратной задач строится феноменологически на основе допущений, постулирующих известные теоре-

тические и экспериментальные закономерности физических полей в системе скважина–пласт с учетом ее радиальной неоднородности;

- интерпретационная модель метода применяется совместно с его петрофизической моделью и принципом петрофизической инвариантности.

Одна из основных проблем петрофизики связана с переходом от изучения эмпирических зависимостей к построению и изучению теоретических петрофизических моделей и объединению их с интерпретационными моделями методов ГИС.

Объединение принципа петрофизической инвариантности коллекторов с принципом адаптивности позволило предложить инновационную технологию интерпретации данных комплекса ГИС, нацеленную на определение эффективной пористости и относительной глинистости.

Петрофизическое обоснование этой технологии заключается в установлении взаимосвязей между ФЕС и физическими свойствами коллекторов (объемной плотностью, УЭС, содержаниями естественных радионуклидов, абсолютной проницаемостью и др.). Показано, что влияние различий в водоудерживающих способностях матрицы и цемента, обусловленных различными условиями образования и вторичных преобразований коллекторов, проявляется на всех физических свойствах.

Обоснование петрофизического инварианта, как интерпретационного параметра методов ГИС, позволило перейти от плохо формализуемых эмпирических алгоритмов к алгоритмам интерпретации, опирающимся на аналитические петрофизические модели. Принцип петрофизической инвариантности позволил выявить и представить в обобщенной форме устойчивые аналитические связи между интерпретационными параметрами и динамическими фильтрационно-емкостными характеристиками сложных коллекторов.

Технология адаптивной интерпретации данных ГИС предусматривает *два этапа адаптации. Во-первых, адаптацию к техническим условиям измерений* конкретной аппаратурой в данных геологотехнологических условиях. *Во-вторых, адаптацию к свойствам коллекторов в условиях естественного залегания.*

Для перехода от эмпирического уровня интерпретации на адаптивный алгоритмический уровень необходимо иметь петрофизические модели, позволяющие *предсказывать* результат по ограниченной априорной информации.

Это «интерактивная петрофизика» и «интерактивная интерпретация»: в процессе моделирования выявляются характеристические параметры коллектора, для которых определяются соответствующие («характеристические») показания методов ГИС, на которые (вместо «опорных» пластов) настраивают алгоритмы адаптивной интерпретации. Петрофизическое моделирование проводится по данным керновых исследований или с привлечением априорной петрофизической информации по объекту моделирования – при дефиците или отсутствии керновых данных.

Затем осуществляется однометодная интерпретация: переход от показания прибора к петрофизическим параметрам, например, от скоростей счета зондов ГГМ к объемной плотности породы, от показаний ГМ к урановому эквиваленту, и т.д. После чего происходит определение «характеристических параметров» коллекторов, но уже по данным ГИС (парные сопоставления петрофизических параметров каждого метода). На последнем этапе определяются фильтрационно-емкостные свойства неоднородных полиминеральных коллекторов. Полученные значения ФЕС передаются в геологическую модель.

Эффективная пористость для каждого метода ГИС вычисляется через величину петрофизического инварианта при соответствующей адаптивной настройке интерпретирующих алгоритмов.

Качество интерпретации данных ГИС определяется степенью использования физических законов, привлекаемых для решения прямых и обратных задач, построения интерпретационных моделей и алгоритмов. Для методов сложной физической природы процедуры и алгоритмы определяются не только решением обратной задачи, но и выбором (обоснованием) определенной *методики* интерпретации. Точность и полнота извлекаемой количественной информации определяются, с одной стороны, степенью учета закономерностей физических полей в системе скважина–пласт, а с другой – степенью учета петрофизических законов, управляющих свойствами пород в условиях их естественного залегания (в единицах физических измеряемых величин).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Ψ – петрофизический инвариант гранулярного коллектора;
 $K_{\text{п эф}}$ – эффективная пористость;
 $K_{\text{п дин}}$ – динамическая пористость;
 $K_{\text{п}}$ – общая (открытая) пористость;
 $K_{\text{в подв}}$ – коэффициент подвижной водонасыщенности;
 $K_{\text{во}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности;
 $K_{\text{в}}$ – коэффициент текущей ($K_{\text{в подв}} + K_{\text{во}}$) водонасыщенности;
 $K_{\text{в эф}}$ – эффективная водонасыщенность – доля воды в объеме эффективной пористости;
 $K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности;
 $K_{\text{н подв}}$ – коэффициент подвижной нефтенасыщенности;
 $K_{\text{но}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;
 $K_{\text{н эф}}$ – эффективная нефтенасыщенность – доля нефти в объеме эффективной пористости;
 $K_{\text{но эф}}$ – остаточная эффективная нефтенасыщенность – доля остаточной нефти в объеме эффективной пористости;
 $K_{\text{г}}$ – коэффициент газонасыщенности;
 M – пористость матрицы ($M = K_{\text{п ск}}$);
 μ – полная водоудерживающая способность коллектора;
 μ_{\min} – минимальная водоудерживающая способность неоднородного коллектора;
 μ_{\max} – максимальная водоудерживающая способность неоднородного коллектора;
 μ_0 – водоудерживающая способность матрицы;
 a – остаточная водонасыщенность матрицы, $a = \mu_0/M$;
 $\Delta\mu$ – водоудерживающая способность цемента;
 γ – влажность цемента;
 B – коэффициент набухания цемента;
 $K_{\text{пр}}$ – коэффициент абсолютной проницаемости;
 $K_{\text{пр эф в}}$ – коэффициент эффективной проницаемости по воде;
 $K_{\text{пр эф н}}$ – коэффициент эффективной проницаемости по нефти;
 $K_{\text{пр отн в}}$ – относительная проницаемость по воде;
 $K_{\text{пр отн н}}$ – относительная проницаемость по нефти;
 $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения;
 P_c – капиллярное давление;
 κ – параметр кривизны капиллярных кривых;
 $K_{\text{гл}}$ – коэффициент глинистости;
 $K_{\text{гл агр}}$ – объемное содержание в породе агрегатов глинистого цемента;
 $K_{\text{п гл}}$ – коэффициент пористости глинистого цемента;
 η – относительная глинистость;
 d_M – средний диаметр зерен матрицы;
 d_{pl} – средний диаметр зерен цемента;
 ω_g – водородосодержание газа;
 ω_{gl} – водородосодержание глины;

$\omega_{\text{ск}}$ – водородосодержание матрицы;
 $\alpha_{\text{СП}}$ – относительная амплитуда аномалии СП;
 $\Delta U_{\text{СП}}$ – динамическая амплитуда потенциалов собственной поляризации, мВ.
 $\rho_{\text{п}}$ – УЭС породы в общем случае;
 $\rho(K_{\text{п}} | K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – $\rho_{\text{п}}$ коллектора при текущих значениях пористости $K_{\text{п}}$, величине $K_{\text{н эф}}$ соотношения объемов нефти и подвижной воды с минерализацией $C_{\text{в}}$ и остаточной воды с минерализацией $C_{\text{об}}$;
 $\rho(K_{\text{п}} | 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – $\rho_{\text{п}}$ полностью водонасыщенного коллектора при текущей пористости $K_{\text{п}}$;
 $\rho(K_{\text{п}} | 1, C_{\text{об}})$ – $\rho_{\text{п}}$ максимально нефтенасыщенного коллектора при текущей пористости $K_{\text{п}}$;
 $\rho(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – $\rho_{\text{п}}$ коллектора при $K_{\text{п}} = M$, соотношении $K_{\text{н эф}}$ объемов нефти и подвижной воды данной минерализации $C_{\text{в}}$ и остаточной воды при минерализации $C_{\text{об}}$;
 $\rho(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – $\rho_{\text{п}}$ полностью водонасыщенного коллектора при $K_{\text{п}} = M$;
 $\rho(M; 1, C_{\text{об}})$ – $\rho_{\text{п}}$ максимально нефтенасыщенного коллектора при $K_{\text{п}} = M$;
 $\rho(\mu; C_{\text{об}})$ – $\rho_{\text{п}}$ «вырожденного» коллектора при отсутствии эффективной пористости ($K_{\text{п}} = \mu$, μ , μ максимальная глинистость);
 $\rho_{\text{об}}$ – $\rho_{\text{п}}$ остаточной (связанной) воды с минерализацией $C_{\text{об}}$;
 $\rho_{\text{в}}$ – $\rho_{\text{п}}$ подвижной воды с минерализацией $C_{\text{в}}$;
 $P_{\text{н}}(K_{\text{н эф}})$ – параметр насыщения;
 $P_{\text{н}}(1)$ – параметр насыщения при $K_{\text{н эф}} = 1$;
 $\xi(K_{\text{н эф}}) = \ln[P_{\text{н}}(K_{\text{н эф}})]/\ln[P_{\text{н}}(1)]$.
 eU – урановый эквивалент (суммарное массовое содержание ЕРЭ в единицах содержания равновесного урана, 10^{-4} % U);
 I_{γ} – естественная радиоактивность, eU ;
 $\sigma(K_{\text{п}} | \sigma_{\text{п}})$ – объемная плотность коллектора при текущей пористости $K_{\text{п}}$;
 $\sigma(M; \sigma_M)$ – объемная плотность для коллектора при $K_{\text{п}} = M$;
 $\sigma(\mu; \sigma_{\text{п}})$ – объемная плотность «вырожденного» коллектора при отсутствии эффективной пористости ($K_{\text{п}} = \mu$, максимальная глинистость);
 σ_M – плотность матрицы;
 $\sigma_{\text{ц}}$ – плотность цемента;
 $\sigma_{\text{об}}$ – плотность остаточной (связанной) воды;
 $\sigma_{\text{в}}$ – плотность подвижной воды;
 σ_{Δ} – плотность глинистой корки.
 W – водородосодержание, %;
 m – водонасыщенная пористость;
 $N_{1,2}$ – статические амплитуды показаний короткого и длинного зондов ННМ-2 в «водяных» единицах;
 $A_{1,2} = N_{1,2}^1$ – обратные показания ННМ-2;
 $A = N_1/N_2 = A_2/A_1$ – интерпретационный параметр ННМ-2.
 A_{μ} – показания при отсутствии эффективной пористости ($K_{\text{п}} = \mu$, максимальная глинистость);
 A_{\max} – показания при $K_{\text{п}} = M$;
 $\kappa_{1,2}$ – обратные коэффициенты дифференциации по водородосодержанию;
 $v_{1,2}$ – обратные коэффициенты дифференциации по хлоросодержанию;
 $\beta_{1,2}$ – параметры нелинейности зависимостей $A_{1,2}(m)$;
 v – средняя скорость тепловых нейтронов.
 $\lambda(K_{\text{п}} | K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – декремент затухания импульса тепловых нейтронов для коллектора при текущей пористости $K_{\text{п}}$, соотношении $K_{\text{н эф}}$ объемов нефти и подвижной воды с минерализацией $C_{\text{в}}$ и остаточной воды с минерализацией $C_{\text{об}}$;
 $\lambda(K_{\text{п}} | 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – декремент полностью водонасыщенного коллектора при текущей пористости $K_{\text{п}}$;
 $\lambda(K_{\text{п}} | 1, C_{\text{об}})$ – декремент максимально нефтенасыщенного коллектора при текущей пористости $K_{\text{п}}$;
 $\lambda(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – декремент для коллектора при $K_{\text{п}} = M$, соотношении $K_{\text{н эф}}$ объемов нефти и подвижной воды данной минерализации $C_{\text{в}}$ и остаточной воды при минерализации $C_{\text{об}}$;

$\lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – декремент полностью водонасыщенного коллектора при $K_{\text{п}} = M$;
 $\lambda(M; 1, C_{\text{об}})$ – декремент максимально нефтенасыщенного коллектора при $K_{\text{п}} = M$;
 $\lambda(\mu; C_{\text{об}})$ – декремент «вырожденного» коллектора при отсутствии эффективной пористости ($K_{\text{п}} = \mu$, максимальная глинистость);

λ_M – декремент матрицы;

$\lambda_{\text{ц}}$ – декремент цемента;

$\lambda_{\text{об}}$ – декремент остаточной (связанной) воды минерализации $C_{\text{об}}$;

$\lambda_{\text{в}}$ – декремент подвижной воды минерализации $C_{\text{в}}$;

$\lambda_{\text{н}}$ – декремент пластовой нефти.

Для коэффициента диффузии D тепловых нейтронов обозначения аналогичны при замене λ на D .

ΔT – интервальное время, мкс/м;

$\Delta T(K_{\text{п}} | K_{\text{н эф}})$ – интервальное время для коллектора при текущей пористости $K_{\text{п}}$ и соотношении $K_{\text{н эф}}$ объемов нефти и подвижной воды;

$\Delta T(K_{\text{п}} | 0)$ – интервальное время водонасыщенного коллектора при текущей пористости $K_{\text{п}}$;

$\Delta T(K_{\text{п}} | 1)$ – интервальное время максимально нефтенасыщенного коллектора при текущей пористости $K_{\text{п}}$;

$\Delta T(M; K_{\text{н эф}})$ – интервальное время для коллектора при $K_{\text{п}} = M$, соотношении $K_{\text{н эф}}$ объемов нефти и подвижной воды;

$\Delta T(M; 0)$ – интервальное время полностью водонасыщенного коллектора при $K_{\text{п}} = M$;

$\Delta T(M; 1)$ – интервальное время максимально нефтенасыщенного коллектора при $K_{\text{п}} = M$;

$\Delta T(\mu)$ – интервальное время «вырожденного» коллектора при отсутствии эффективной пористости ($K_{\text{п}} = \mu$, максимальная глинистость).

Для коэффициента объемной динамической сжимаемости β обозначения аналогичны при замене ΔT на β .

$\Re(K_{\text{п}}; \Re_{\text{п}})$ – интерпретационный (в некоторых случаях совпадающий с петрофизическим) параметр метода при текущей пористости $K_{\text{п}}$;

$\Re(M; \Re_M)$ – интерпретационный параметр метода при $K_{\text{п}} = M$;

$\Re(\mu; \Re_{\text{п}})$ – интерпретационный параметр метода при отсутствии эффективной пористости ($K_{\text{п}} = \mu$, максимальная глинистость);

\Re_M – свойство матрицы;

$\Re_{\text{п}}$ – свойство цемента;

$\Re_{\text{об}}$ – свойство остаточной (связанной) воды;

$\Re_{\text{пл}}$ – свойство подвижной воды;

$\Re_{\text{п}}$ – интерпретационный параметр породы в целом.

$C_{\text{об}}$ – хлоросодержание остаточной воды;

C_{ϕ} – минерализация фильтрата.

ЭПП – эффективное поровое пространство

АПП – абсолютное поровое пространство

КИН – коэффициент извлечения нефти

ГИС – геофизические исследования скважин

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ИИС – информационно-измерительная система

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

АКА – аддитивный компонентный анализ

ГГМ – гамма-гамма-метод плотностной

ГМ-С – гамма-метод спектрометрический

ГМ – гамма-метод

ЕРЭ – естественные радиоактивные элементы

УЭС – удельное электрическое сопротивление

СП – потенциалы собственной поляризации

ДС – диаметр скважины (данные кавернометрии)

ННМ – нейtron-нейtronный метод

НГМ – нейтронный гамма-метод
ИНМ – импульсный нейтронный метод
АМ – акустический метод
ССО – смешанослойные образования
ТОВ – твердое органическое вещество
ЯММ – ядерно-магнитный метод
ЯМР – ядерно-магнитный резонанс
ЗЧВ – «зеркало чистой воды»
ОФП – относительная фазовая проницаемость
ОПК – опробователь пластов на кабеле
API – American Petroleum Institute

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

**ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ДАННЫХ ГИС**

ГЛАВА 1

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОЙ ПОРИСТОСТИ

1.1. МОДЕЛЬ ГРАНУЛЯРНОГО КОЛЛЕКТОРА

В петрофизике, физике нефтяного и газового пласта и промысловой геофизике принята следующая модель терригенных отложений [48]. Порода состоит из минерального скелета (матрицы) и емкостного пространства, заполненного водой и углеводородами, и глинистой (пелитовой) фракцией. Емкостное пространство полностью водонасыщенного коллектора содержит свободную воду, капиллярно-удержанную и углов пор, физически связанную воду. Свободная вода может быть вытеснена и замещена углеводородами и газом (воздухом). Вода капиллярно-удержанная сохраняется в субкаспиллярах и углах пор породы при вытеснении свободной воды благодаря действию капиллярных сил. Физически связанная вода образована полислоями молекул воды и водой гидратированных катионов, энергетически связанных с поверхностью твердой фазы. По величине энергии связи различают прочно- и рыхло-связанную воду. По мнению специалистов, физически связанная вода примерно эквивалентна максимальной гигроскопической влажности.

Одной из важнейших петрофизических зависимостей является зависимость коэффициента остаточной водонасыщенности коллекторов от их пористости $[K_{\text{бо}}(K_{\pi})]$. Знание этой зависимости необходимо для выделения и оценки коллекторов, подсчета извлекаемых запасов, составления проектов разработки, и т.д. Геофизики и промысловые геологи накопили множество соответствующих экспериментальных данных [22–28, 168, 169, 172] для терригенных и карбонатных коллекторов. Был установлен целый ряд факторов, определяющих величину остаточной водонасыщенности и характер зависимости $K_{\text{бо}}(K_{\pi})$.

Если, не претендуя на исчерпывающую полноту, попытаться кратко просуммировать основные факторы, то можно отметить следующие.

- Для так называемого «фиктивного грунта» (мономинеральный коллектор с мономерным составом скелетных зерен при отсутствии глинистого цемента) при заданных условиях (P, T , гидрофильтрность поверхности, состав обменных ионов, и т.д.) $K_{\text{бо}}$ зависит от размера зерен d_3 и соответствующего ему размера пор.

- Для полидисперской породы с заданным распределением скелетных зерен по размерам при отсутствии глинистого цемента величина $K_{\text{бо}}$ зависит от распределения по размерам зерен, в частности, от медианного диаметра $\langle d_3 \rangle$ и соответствующего ему распределения по размерам пор [43, 48].

В межзерновом коллекторе с рассеянным глинистым материалом величина $K_{\text{бо}}$ зависит от:

1) относительной глинистости

$$\eta = K_{\text{гл}}/(K_{\pi} + K_{\text{гл}}); \quad (1.1.1)$$

2) отношения емкости матрицы M (пористости скелета) к агрегатной глинистости $K_{\text{гл агр}}$:

$$K_{\text{гл агр}} = K_{\text{гл}}/(1 - K_{\pi \text{ гл}}), \quad (1.1.2)$$

где $K_{\text{гл агр}}$ – объемное содержание в породе агрегатов глинистого цемента с его внутренней пористостью $K_{\pi \text{ гл}}$ (коэффициент пористости глинистого цемента) [24, 28];

3) содержания в объеме поровых каналов с $d_{\text{пор}}$, мкм, устанавливаемого по данным порометрии («рутной», «водяной», по данным ЯМР, и т.д.);

4) среднего гидравлического радиуса фильтрующих каналов

$$r_{\text{пор}} = C(K_{\text{пп}}/K_{\text{п}})^{1/2},$$

где C – параметр, зависящий от геометрии пор и величины $q_{\text{п}}$ приведенной емкости катионного обмена

$$q_{\text{п}} = Q_{100}(1 - K_{\text{п}}/\delta_{\text{тв}})100K_{\text{пп}},$$

здесь Q_{100} – емкость обмена 100 г твердой фазы породы; $\delta_{\text{тв}}$ – плотность твердой фазы.

Для карбонатных пород с межзерновой пористостью ранее также были установлены факторы, определяющие величину $K_{\text{во}}$ и характер этой связи с $K_{\text{пп}}$. Главным из них является распределение пор по размерам и параметры, характеризующие его (медианные диаметры всех пор и пор с диаметром $d_{\text{пор}} < 1 \text{ мкм}$, и др.).

Для учета содержания глинистого материала (нерасторимого остатка) в карбонатных породах было предложено ввести параметр $\eta_{\text{но}}$ – относительное содержание в породе нерасторимого остатка, – аналог относительной глинистости в терригенном разрезе [22]

$$\eta_{\text{но}} = K_{\text{но}}/(K_{\text{п}} + K_{\text{но}}).$$

К сожалению, знание обширной совокупности отдельных частных факторов и закономерностей не позволяет изучать характер зависимости $K_{\text{во}}$ от пористости в целом на количественном уровне.

В настоящей главе развивается способ извлечения новой информации из результатов петрофизических анализов керна, на примере зависимости остаточной водонасыщенности от пористости для грануллярных коллекторов различных генотипов.

На рис. 1.1.1 показана диаграмма, отображающая минеральный состав обломочных зерен, состав цемента и соотношение обломочной и цементирующей массы (А.Н. Дмитриевский, 1968). Одновременно наглядно прослеживается сложность минерального состава обломочной и цементирующей компонент. Деление квадрата диагональю отражает взаимное содержание и перераспределение этих компонент. Литологический анализ является основой для создания петрофизической модели коллектора, при этом объединение цементирующего материала с обломками пород может привести к неправильным выводам.

Литологами показано, что обломочная и цементирующая части входят в систему «коллектор», но при этом сами могут рассматриваться как отдельные системы. Состав обломочной части, которая формирует матрицу коллектора, определяется составом материнских пород, в то время как состав цементирующей массы в значительной мере зависит от фациальной обстановки осадконакопления и характера постседиментационных преобразований [47].

Рассмотрим межгрануллярный водонасыщенный

коллектор, в котором отсутствуют трещины и каверны (общий случай мы рассмотрим отдельно). Емкостное пространство между зернами матрицы различного фракционного состава заполнено водой, удерживаемой матрицей, цементом и свободным (гидродинамически подвижным) флюидом. Цемент состоит из двух компонент: твердой полиминеральной составляющей и воды, удерживаемой цементом (адсорбированная вода, вода в микропорах, включая объем двойного электрического слоя, и т.д.).

В единице объема породы доля объема, занимаемого матрицей, равна $1 - M$, где M – пористость матрицы*; при этом

$$M = K_{\text{п}}(K_{\text{в подв}} + K_{\text{во матрица}} + K_{\text{во цемент}}) + K_{\text{гл}}, \quad (1.1.3)$$

где $K_{\text{п}}K_{\text{в подв}}$ – доля объема подвижной воды в единице объема породы; $K_{\text{п}}K_{\text{во матрица}}$ – доля объема



Рис. 1.1.1. Классификационная диаграмма результатов микроскопического изучения нижнепермских песчаников восточной части Прикаспийского бассейна (по А.Н. Дмитриевскому)

*Максимальная пористость коллектора (пористость матрицы или скелета), $M = K_{\text{п ск}}$.

ма воды (в единице объема породы), удерживаемая матрицей; $K_{\Pi}K_{\text{во цемент}}$ – доля объема воды (в единице объема породы), удерживаемая цементом; $K_{\text{гл}}$ – доля объема твердого цемента в единице объема породы.

Доля объема, занимаемая цементом, есть сумма доли твердой составляющей цемента и доли воды, удерживаемой цементом:

$$K_{\Pi} = K_{\text{гл}} + K_{\Pi}K_{\text{во цемент}} \quad (1.1.4)$$

Введем влажность набухания цемента γ :

$$\gamma = K_{\Pi}K_{\text{во цемент}}/K_{\text{гл}}, \quad (1.1.5)$$

– отношение доли объема остаточной воды, удерживаемой цементом, к доле объема сухого цемента (в единице объема породы). Эта величина характеризует водоудерживающую способность цемента и является удобным синтетическим параметром, описывающим совместное влияние множества факторов.

Коэффициент набухания B глинистого цемента определяется как отношение объема набухшего цемента к объему сухого цемента:

$$B = K_{\Pi}/K_{\text{гл}} = 1 + \gamma. \quad (1.1.6)$$

В общем случае флюид разделяется на подвижный, доля объема которого соответствует величине эффективной (динамической) пористости, и неподвижный. Суммарная доля объема емкостного пространства **водоносного** коллектора (в единице объема породы) составлена тремя компонентами: долей объема подвижной воды, долей объема остаточной воды матрицы и долей объема воды, удерживаемой цементом:

$$K_{\Pi} = M - K_{\text{гл}} = K_{\Pi}(K_{\text{в подв}} + K_{\text{во матрица}} + K_{\text{во цемент}}), \quad (1.1.7)$$

$$K_{\Pi \text{ эф}} = K_{\Pi}K_{\text{в подв}} = K_{\Pi}(1 - K_{\text{во матрица}} - K_{\text{во цемент}}). \quad (1.1.8)$$

Величина остаточного водонасыщения складывается из доли объема остаточной воды, удержанной матрицей породы, и доли объема воды, удержанной цементом.

Остаточная водонасыщенность $K_{\text{во}}$ определяется как отношение доли объема остаточной воды к общей пористости породы:

$$K_{\text{во}} = (K_{\text{во матрица}} + K_{\text{во цемент}})/(M - K_{\text{гл}}). \quad (1.1.9)$$

Современный понятийный и терминологический аппарат петрофизики находится в стадии формирования. Развитие петрофизических моделей, их использование при построении 3D геотехнологических моделей месторождений нефти и газа обусловливает необходимость определения понятий, адекватных углублению их смысла.

Строго говоря, остаточная водонасыщенность (как и остаточная нефтенасыщенность) – это не фиксированный параметр, а функция многих переменных, определяющих пластовые условия и процесс вытеснения. Вопросы связи капиллярного давления с водонасыщенностью изложены в главе 4.

1.2. ФОРМИРОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ОТ ПОРИСТОСТИ

Зависимость $K_{\text{во}}(K_{\Pi})$ представляет собой объединение двух зависимостей. Первая из них (рис. 1.2.1, *a*) представляет зависимость содержания остаточной воды в матрице от пористости при заполнении емкостного пространства сухим цементом. Вторая (рис. 1.2.1, *б*) – зависимость содержания остаточной воды, удержанной цементом, от пористости при отсутствии остаточной воды, удержанной матрицей. Реальная – результирующая – зависимость (рис. 1.2.1, *в*) получается объединением обеих зависимостей (вторая «вкладывается» в первую).

На оси $K_{\text{во}}$ (рис. 1.2.1, *a* и 1.2.1, *в*) выделяется характерная точка «*a*», которая показывает величину доли объема воды, удержанной матрицей. При $K_{\Pi} = M$ объем воды, удержанной цементом, равен нулю (просто в этой точке цемент отсутствует вместе с удержанной им водой).

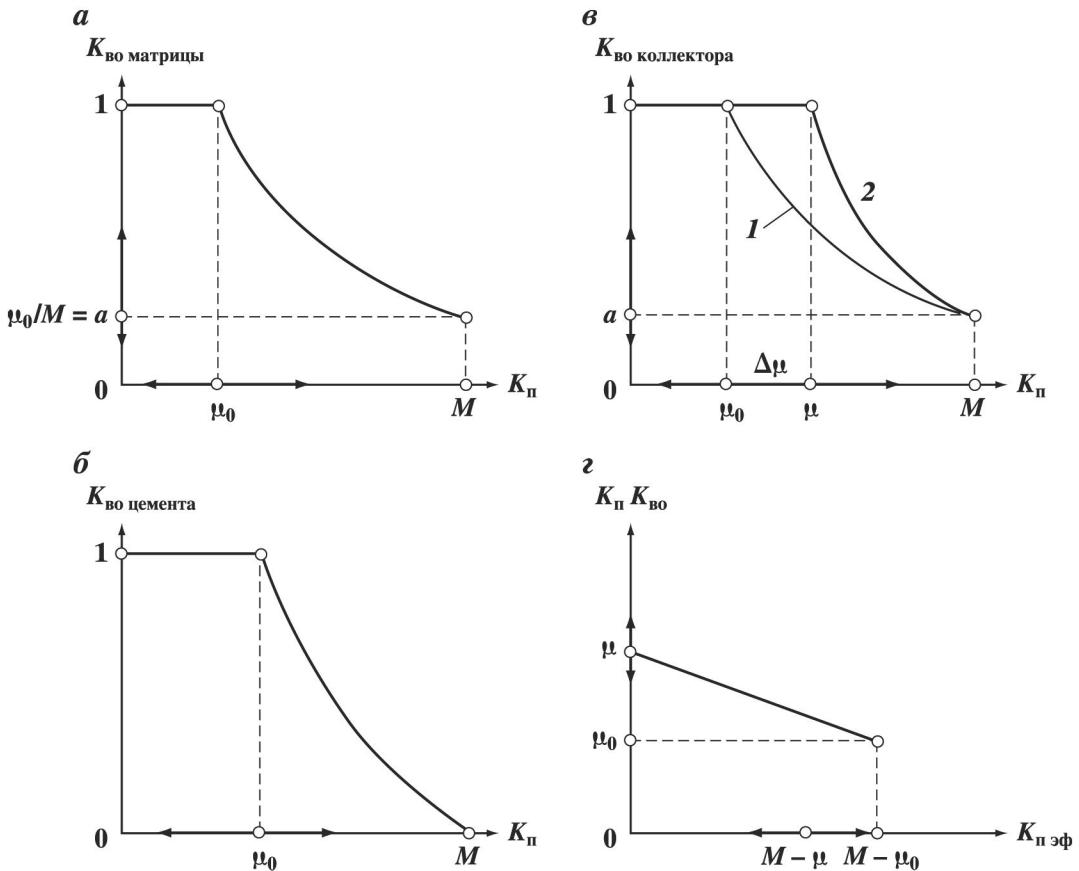


Рис. 1.2.1. Схема формирования зависимости $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$:

a – статочная вода матрицы; *b* – остаточная вода цемента; *в* – результирующая зависимость: 1 – линия цемента с нулевой водоудерживающей способностью, 2 – линия цемента с максимальной водоудерживающей способностью; *г* – зависимость $K_{\text{бо}}K_{\text{n}}$ ($K_{\text{n}} \text{ эф}$)

На оси K_{n} точке «*a*» соответствует доля объема $K_{\text{n}}K_{\text{бо}} \text{ матрица} = \mu_0$, которая откладывается от начала координат первого графика – графика «воды матрицы». Точка пересечения прямых $K_{\text{бо}} = a$ и $K_{\text{n}} = \mu$ является началом координат для второго графика – графика «воды цемента». В единицах объема породы остаточная водонасыщенность матрицы определяется соотношением

$$a = \mu_0/M. \quad (1.2.1)$$

На графике «воды цемента» не существует аналога точки «*a*», которая имеет смысл минимальной остаточной водонасыщенности, поскольку при отсутствии цемента исчезает и связанная с ним остаточная вода. Аналогом отрезка μ_0 является отрезок $\Delta\mu$, который показывает долю максимального объема воды, удерживаемой цементом при фиксированном значении параметра γ .

Доля общего объема остаточной воды в единице объема породы при фиксированном значении параметра γ равна μ (это полная водоудерживающая способность коллектора).

Каждому значению влажности набухания цемента γ соответствует отдельная зависимость на плоскости $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$. Все эти зависимости являются нелинейными, независимо от состава и свойств матрицы и цемента (хотя в некоторых частных случаях нелинейные зависимости могут приближаться к линейным). Сделанный вывод сохраняет свою справедливость для гранулярных коллекторов всех генотипов – терригенных, карбонатных, вулканогенно-осадочных.

Совокупность факторов, обуславливающих неоднородность матрицы и цемента по составу и свойствам, определяет динамические диапазоны изменения параметров μ_0 (или «*a*») и $\Delta\mu$ (или γ), из-за чего на плоскости $K_{\text{бо}} - K_{\text{n}}$ (см. рис. 1.2.1, *в*) появляется разброс точек. Это означает, что, хотя зависимость $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$, как и другие петрофизические связи, на «статистических» сопоставлениях не является функциональной, но она не является и в полном смысле статистической. Разброс точек в поле корреляции обусловлен не только погрешностями измерений, но и различиями петрофизических свойств глинистых

минералов, входящих в состав матрицы и цемента. Питрофизической информативностью обладают и конфигурация поля корреляции, и степень разброса точек в поле корреляции.

В общем случае аналитическая форма зависимости остаточной водонасыщенности K_{bo} от пористости имеет вид (обозначения раскрыты на рис. 1.2.1):

$$K_{\text{bo}} = \begin{cases} 1, & K_{\text{п}} \leq \mu; \\ (\mu_0 + \gamma M) / K_{\text{п}} - \gamma, & \mu < K_{\text{п}} \leq M, \end{cases} \quad (1.2.2)$$

где

$$\gamma = \Delta\mu / (M - \mu),$$

или

$$K_{\text{bo}} = (a + \gamma M) / K_{\text{п}} - \gamma, \text{ если } M \geq K_{\text{п}} \geq \mu. \quad (1.2.2')$$

Относительно пористости $K_{\text{п}} = x$ это гиперболическая зависимость вида:

$$y(x) = \alpha + \beta/x,$$

параметры которой (α, β) управляются тремя независимыми величинами: $\{a, \gamma \text{ и } M\}$ или $\{\mu_0, \Delta\mu \text{ и } M\}$.

Содержание остаточной воды в единице объема породы, измеряемое произведением $K_{\text{п}}K_{\text{bo}}$, линейно зависит от эффективной пористости (рис. 1.2.1, ε):

$$K_{\text{п}}K_{\text{bo}} = \mu - K_{\text{п}} \Delta\mu / (M - \mu_0) = \mu - K_{\text{п}} \gamma / (1 + \gamma). \quad (1.2.2'')$$

Отсюда следует, что

$$K_{\text{п}}K_{\text{bo}} = \begin{cases} \mu, & K_{\text{п}} = 0, \Delta\mu > 0, \\ \mu_0, & K_{\text{п}} = M - \mu_0, \Delta\mu > 0, \\ \mu = \mu_0, & \Delta\mu = 0. \end{cases} \quad (1.2.3)$$

Таким образом, линейная регрессия произведения $K_{\text{п}}K_{\text{bo}}$ на эффективную пористость по всему массиву позволяет определять параметры μ (соответственно $\Delta\mu$ и γ) и μ_0 (соответственно « a ») вместе с их разбросом, обусловленным неоднородностью коллектора.

Анализ зависимости K_{bo} от $K_{\text{п}}$ позволяет раздельно оценивать водоудерживающие (в/у) свойства матрицы и цемента (рис. 1.2.1, δ). Длина отрезка μ вдоль оси $K_{\text{п}}$ равна полной водоудерживающей способности коллектора:

$$\mu = \mu_0 \text{ (в/у свойства матрицы)} + \Delta\mu \text{ (в/у свойства цемента)}. \quad (1.2.4)$$

Как показывает рис. 1.2.1, следует различать три частных случая:

$$1) \mu_0 > \Delta\mu$$

(в K_{bo} преобладает вода, удерживаемая матрицей);

$$2) \mu_0 < \Delta\mu$$

(в K_{bo} преобладает вода, удерживаемая цементом);

$$3) \mu_0 \cong \Delta\mu$$

(содержания остаточной воды в матрице и цементе дают соизмеримые вклады в результирующую K_{bo}).

Величина μ имеет смысл полной водоудерживающей (флюидоудерживающей) способности коллектора, т.е. характеризует точную границу «коллектор – неколлектор» **на каждом кванте глубины** с учетом вертикальной неоднородности изучаемого пласта.

Знак неравенств 1 и 2 определяется величиной параметра γ (влажностью набухания цемента). Сразу отметим, что случай 1 типичен для гранулярных карбонатных и терригенных коллекторов с карбонатным цементом; случаи 2 и 3 характерны для терригенных глинистых и вулканогенно-осадочных коллекторов.

На рис. 1.2.2, a приведена составленная Ф.И. Котяховым [117] сводка корреляционных зависимостей $K_{\text{bo}}(K_{\text{п}})$ для ряда месторождений с коллекторами различных литотипов. На рис. 1.2.2, b представлены питрофизические модели этих зависимостей, рассчитанные по выражению (1.2.2). Численные значения параметров для соответствующих кривых приведены в табл. 1.1. (Очевидно, что кривая 6 на рис. 1.2.2, a экстраполирована в принципе неверно.)

Зависимости из сводки Ф.И. Котяхова различаются настолько сильно, что даже трудно представить возможность их систематизации и аналитического описания с помощью вариации значений всего

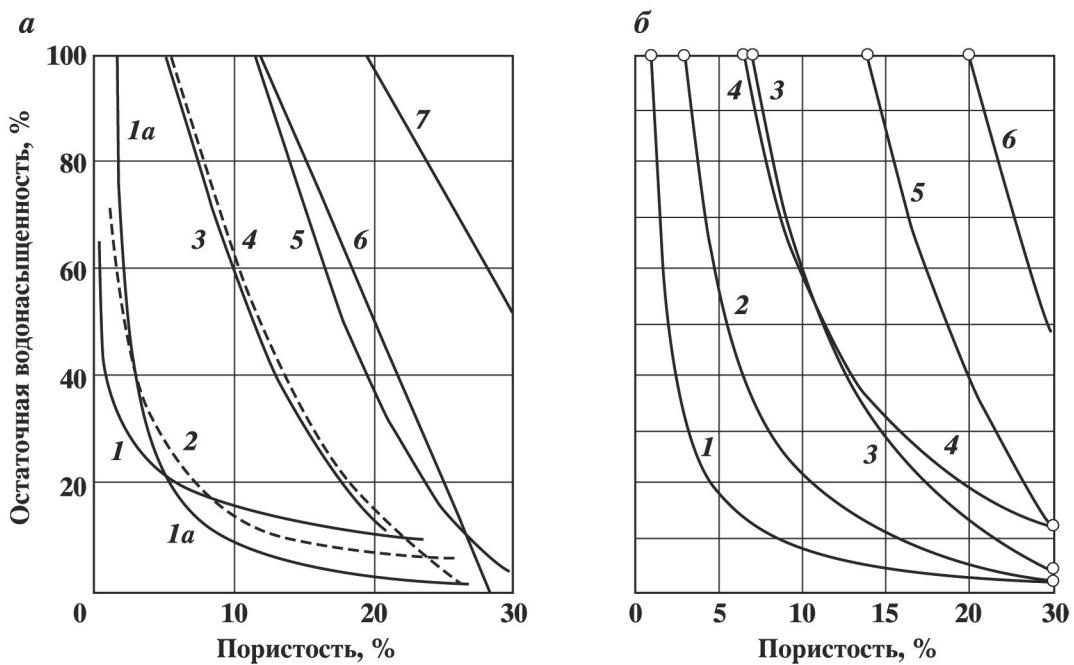


Рис. 1.2.2. Сводка корреляционных зависимостей $K_{\text{вн}}(K_{\text{n}})$ для ряда месторождений с коллекторами различных литотипов (приведена в [117]) (а) и петрофизические модели этих зависимостей, рассчитанные по выражению (1.2.2) (б)

Таблица 1.1

Значения водоудерживающих способностей матрицы и цемента, использованные при моделировании зависимостей в сводке Ф.И. Котякова

Параметры	Номера кривых					
	1	2	3	4	5	6
μ_0 , %	0,5	0,5	1,0	3,0	3,0	12
$\Delta\mu$, %	0,5	2,5	6,0	3,5	11,0	6,0
γ	0,021	0,114	0,333	0,189	1,0	1,667

лишь двух параметров. Тем не менее, мы видим, что при данной емкости матрицы все многообразие зависимостей описывается тремя указанными выше соотношениями между всего лишь двумя параметрами – μ_0 и $\Delta\mu$ (γ). На рис. 1.2.2, б представлена качественная проверка модели (1.2.2).

1.3. ТЕРРИГЕННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

На рис. 1.3.1 и рис. 1.3.2 приведены сопоставления $K_{\text{вн}}(K_{\text{n}})^*$ и $K_{\text{вн}}K_{\text{n}}(K_{\text{n}} \text{ эф})$ для пласта ЮВ₁ Нонг-Еганского месторождения (Западная Сибирь). Результаты оценки параметров последнего μ_0 и μ_{\max} (γ_{\max}) и μ_{\min} (γ_{\min}) по данным петрофизического анализа образцов керна приведены в табл. 1.2.

Отметим, что проведенный анализ позволяет одновременно определять параметр γ , который не поддается непосредственному измерению, но представляет определенный интерес. На рис. 1.3.3 показано сопоставление $K_{\text{вн}}(K_{\text{n}})$ для пластов БП₁₀ и БП₁₄ Таравовского месторождения (Западная Сибирь).

Приведенные результаты показывают, что водоудерживающая способность цемента может изменяться в пределах одного и того же коллектора. В рассмотренных примерах реализуется случай $\mu_0 < \Delta\mu$. Цемент обладает более высокой водоудерживающей способностью, чем матрица, несмотря на присутствие в последней активных глинистых минералов, регенерационного кварца и пелитизированных полевых шпатов.

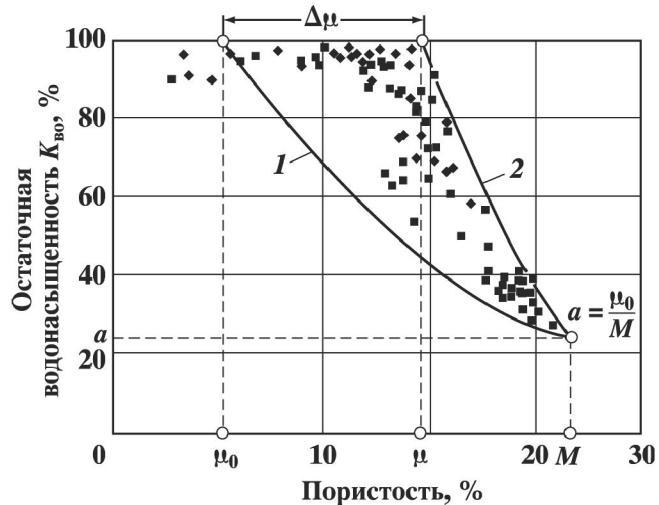
*Использованы данные Когалымского центра исследования керна и флюидов.

Рис. 1.3.1. Сопоставления $K_{\text{бо}}(K_{\Pi})$ для пласта ЮВ₁ Нонг-Еганского месторождения (Западная Сибирь)

Таблица 1.2

Диапазоны изменения водоудерживающей способности цемента ($\Delta\mu$) в коллекторе ЮВ₁ (Нонг-Еганское месторождение)

Диапазон	Параметры ($M = 21,2 \%$, $\mu_0 = 5,1 \%$, $a = 0,24$)		
	μ , %	$\Delta\mu$, %	γ
$\Delta\mu_{\text{max}}$; γ_{max}	14,7	7,6	1,48
$\Delta\mu_{\text{min}}$; γ_{min}	6,5	5,4	0,50



Изменения соотношений между содержаниями глинистых минералов (гидрослюдя, хлорит, каолинит, ССО) в матрице и/или цементе приводят к изменениям удельной поверхности, адсорбционной способности, показателя гидрофильтрации, и др. Диапазоны этих изменений отражают неоднородность коллекторов, что проявляется в разбросе точек на зависимостях $K_{\text{бо}}(K_{\Pi})$ и $K_{\text{бо}}K_{\Pi}(K_{\Pi \text{ эф}})$.

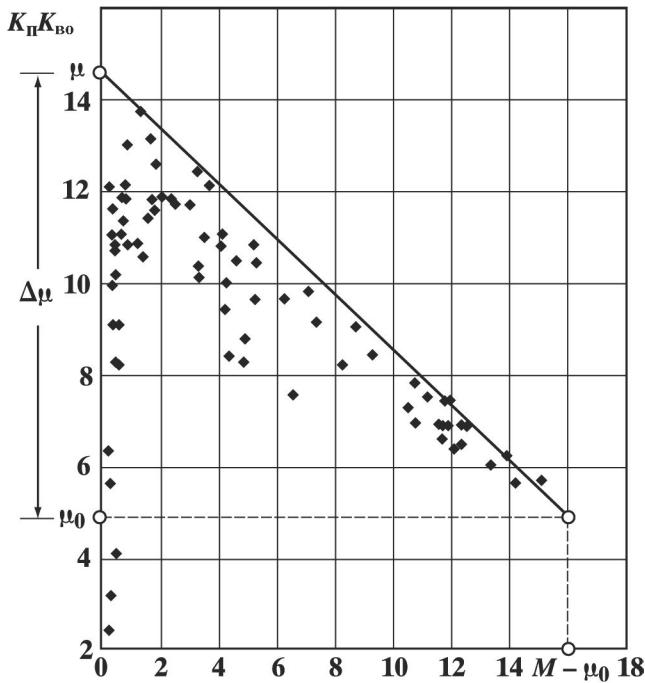


Рис. 1.3.2. Сопоставления $K_{\text{бо}}K_{\Pi}(K_{\Pi \text{ эф}})$ для пласта ЮВ₁ Нонг-Еганского месторождения (Западная Сибирь)

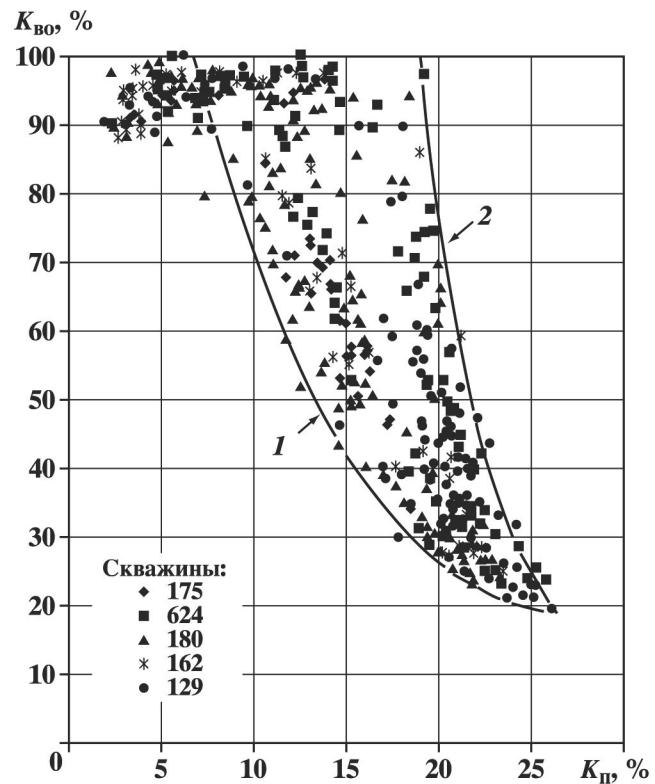


Рис. 1.3.3. Сопоставления $K_{\text{бо}}(K_{\Pi})$ для пластов БП₁₀ (1) и БП₁₄ (2) Тарасовского месторождения (Западная Сибирь)

В терригенных коллекторах фильтрационно-емкостные свойства, водоудерживающая способность и другие петрофизические характеристики зависят, в первую очередь, от содержаний глинистых минералов, их состава и морфологии. При отсутствии или незначительном содержании в породах карбонатного, силикатного и железистого цемента количество и состав глинистого материала является решающим фактором при разделении пород на коллекторы и неколлекторы.

Большое влияние на свойства коллектора оказывает состав цемента не только по содержанию и составу глинистых минералов, но и по степени карбонатности. Карбонатный цемент, в отличие от глинистого, обладает очень слабой водоудерживающей способностью.

Высокая корреляция остаточной водонасыщенности с пористостью имеется только для однородных коллекторов с мономинеральным составом глинистого цемента. Диапазоны изменений водоудерживающих способностей матрицы μ_0 и цемента $\Delta\mu$ (параметра γ) определяются изменением составов глинистых минералов вдоль оси пористости (в матрице и цементе они, вообще говоря, различны).

При высоких значениях остаточной водонасыщенности в составе глинистого цемента преобладают гидрослюды и хлорит, при низких – каолинит. Между содержаниями гидрослюды и каолинита отмечается интенсивная отрицательная корреляция (много гидрослюды – мало каолинита, и наоборот) вследствие каолинизации гидрослюды и гидрослюдизации каолинита [132]. Продуктивные коллекторы всегда отличаются преимущественным (более 60 %) содержанием каолинита в цементе, благодаря консервирующему воздействию нефти.

Все эти тенденции хорошо выявляются по данным гамма-спектрометрии естественной радиоактивности (ГМ-С), поскольку гидрослюда – единственный глинистый минерал – концентратор калия.

1.4. ПРОВЕРКА МОДЕЛИ ПО ДАННЫМ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Коэффициенты, определяющие долю каждой компоненты коллектора, удовлетворяют следующим соотношениям [43, 44]:

$$K_{\text{гл}} + K_{\text{п}} = K_{\text{ск}} + K_{\text{гл}} + K_{\text{п}} (K_{\text{в}} + K_{\text{н}} + K_{\text{г}}) = 1. \quad (1.4.1)$$

В (1.4.1) $K_{\text{гл}}$ характеризует объем глинистой компоненты в сухом состоянии, т.е. только твердый каркас. Для определения объемной глинистости с учетом набухания (глинистости набухания) вводится коэффициент набухания B . Объемная глинистость $K_{\text{гл}}$ связана с коэффициентом глинистости с учетом ее набухания $K_{\text{гл}}^*$ (или агрегатная глинистость):

$$K_{\text{гл}}^* = BK_{\text{гл}}. \quad (1.4.2)$$

Условием применимости модели гранулярного коллектора (1.2.2) является справедливость равенства

$$K_{\text{п}} + K_{\text{цемент}} = K_{\text{п ск}} = M, \quad (1.4.3)$$

где $K_{\text{цемент}}$ – объемное содержание твердой части тонкодисперсной компоненты, которая заполняет емкость матрицы M . Традиционно подразумевается, что $K_{\text{цемент}} = K_{\text{гл}}$, хотя цемент может иметь различный минеральный состав, и не обязательно представлен исключительно глинистыми минералами.

Полагается, что песчаная и алевритовая фракции (до 0,01 мм) слагают матрицу коллектора, в то время как глинистая и пелитовая фракции (менее 0,01 мм) представляют собой цемент, заполняя емкость матрицы. Для сопоставлений объемных содержаний гранулометрических фракций с объемными характеристиками ФЕС коллектора массовые содержания фракций необходимо умножать на объемное содержание твердой компоненты в коллекторе ($1 - K_{\text{п}}$) и на отношение плотностей зерен скелета и соответствующей фракции.

Цемент обладает способностью удерживать воду не только в пространстве между зернами цемента, но и снаружи (на поверхности зерен) и в самих зернах (многослойные раздвижные алюмосиликатные каркасы). Отсюда возникает неоднозначность применения понятия «пористость» к глинистому материалу или цементу коллектора. Присутствие в емкости матрицы коллектора, как твердой компоненты цемента, так и удерживаемой им воды, ведет к ухудшению ФЕС.

Использование результатов гранулометрического анализа позволяет обосновать законность применения соотношения (1.4.3) в модели коллектора.

На рис. 1.4.1, *a* показаны сопоставления коэффициента объемной глинистости с коэффициентом пористости для песчаников различных нефтегазоносных провинций. Коэффициент объемной глинистости определен по данным гранулометрии, пористость – методом насыщения. Между этими параметрами наблюдается четкая обратная зависимость, а их сумма равна пористости матрицы, что полностью соот-

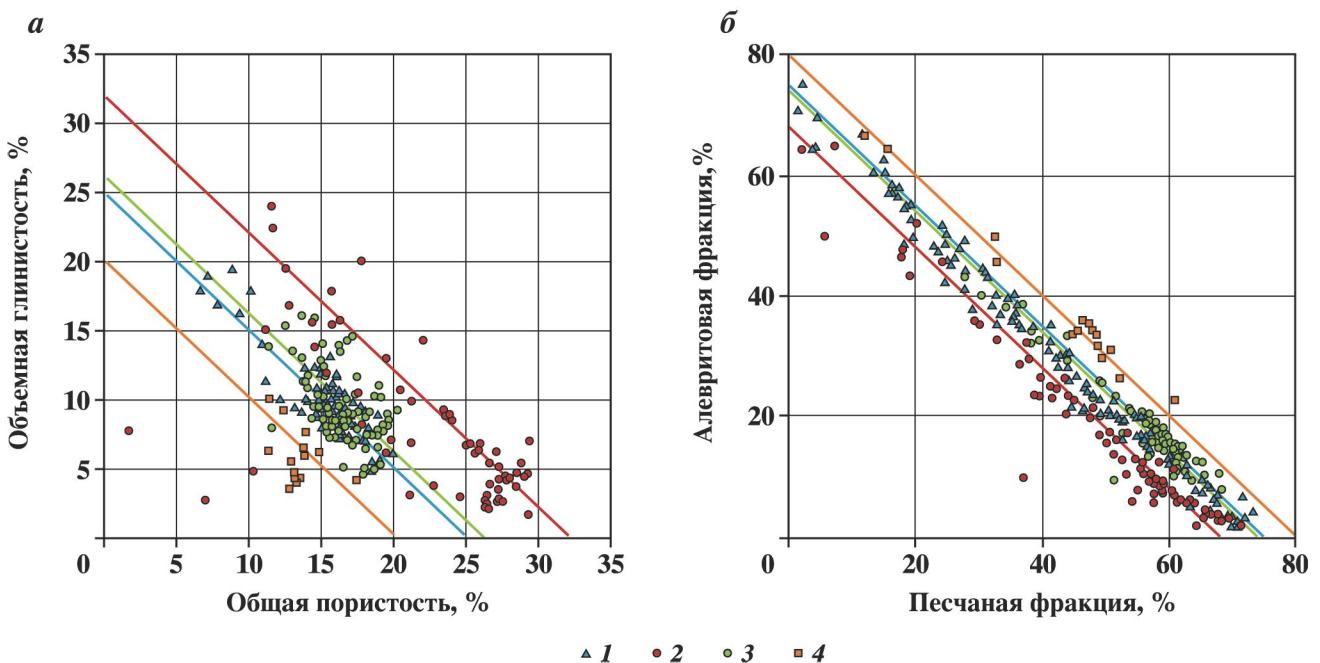


Рис. 1.4.1. Песчаники различных нефтегазоносных провинций РФ:

α – сопоставления коэффициента объемной глинистости с коэффициентом пористости; *β* – сопоставления объемных содержаний песчаной и алевритовой фракций: песчаники: 1 – Европейского Севера, 2 – Каспийского региона, 3 – Западной Сибири (Мегион), 4 – Западной Сибири (Когалым)

ветствует исходному положению (1.4.3). Конечно, здесь трудно ожидать высоких коэффициентов корреляции из-за известных погрешностей, связанных с подготовкой навесок [35, 48].

Сопоставление объемных содержаний песчаной и алевритовой фракции позволяет сделать вывод об обоснованности отнесении фракции размером менее 0,01 мм к цементу. На рис. 1.4.1, *б* сопоставлены объемные содержания песчаной и алевритовой фракций для песчаников различных регионов. Сумма объемных содержаний этих фракций удовлетворяет соотношению:

$$K_{\text{песч}} + K_{\text{алев}} = 1 - M. \quad (1.4.4)$$

Между содержаниями песчаной и алевритовой фракций имеется очень тесная обратная корреляция, что указывает на замещение одной фракции другой в пределах изучаемого коллектора. Постоянство суммы объемов этих фракций свидетельствует о стабильности пористости матрицы при изменениях размеров зерен скелета коллектора.

Данные гранулометрии и их сопоставление с ФЕС позволяют сделать выводы о границах применимости модели коллектора. Емкость матрицы может приниматься неизменной в интервале изучаемого коллектора, даже если фракционный состав матрицы изменяется по глубине залегания. При заполнении емкости матрицы тонкодисперсной компонентой выполняется линейная связь с объемным содержанием цемента, т.е. коллектор уплотняется за счет увеличения объемного содержания тонкодисперсной фракции с размером зерен меньше 0,01 мм.

Матрица терригенных коллекторов обычно сложена кварцем, полевыми шпатами и обломками различного минерального состава. Минеральный состав песчаной и алевритовой фракции обычно идентичен. Таким образом, при постоянстве «фоновой» составляющей матрицы на показания методов ГИС основное влияние оказывает изменение содержания тонкодисперсной компоненты, непосредственно определяющей ФЕС коллектора.

1.5. КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

На рис. 1.5.1 приведены зависимости $K_{\text{вн}}$ от $K_{\text{п}}$ по данным анализов керна из нескольких скважин Тенгизского месторождения (Прикаспийская впадина).

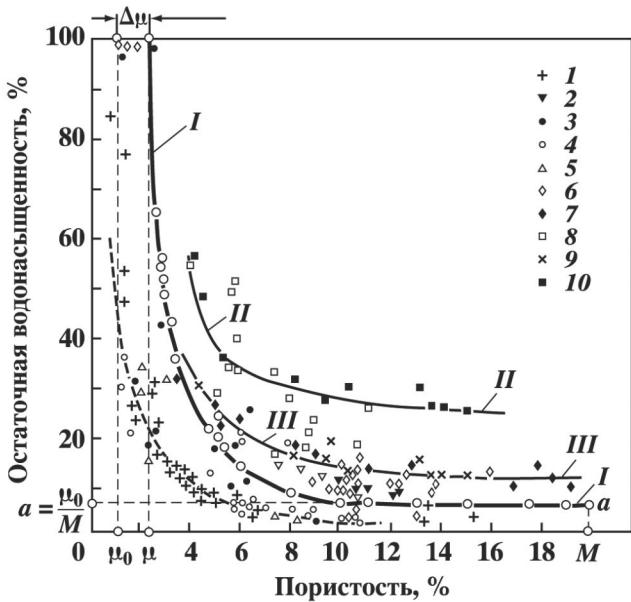


Рис. 1.5.1. Зависимости $K_{\text{вн}}$ от K_{n} по данным анализов керна из нескольких скважин Тенгизского месторождения (Прикаспийская впадина).

Кривые: I – определения прямым методом (ВНИИ); II – по данным ВолгоградНИПИнефть; III и IV – по данным ГИС для гидрофобных и гидрофильных коллекторов соответственно

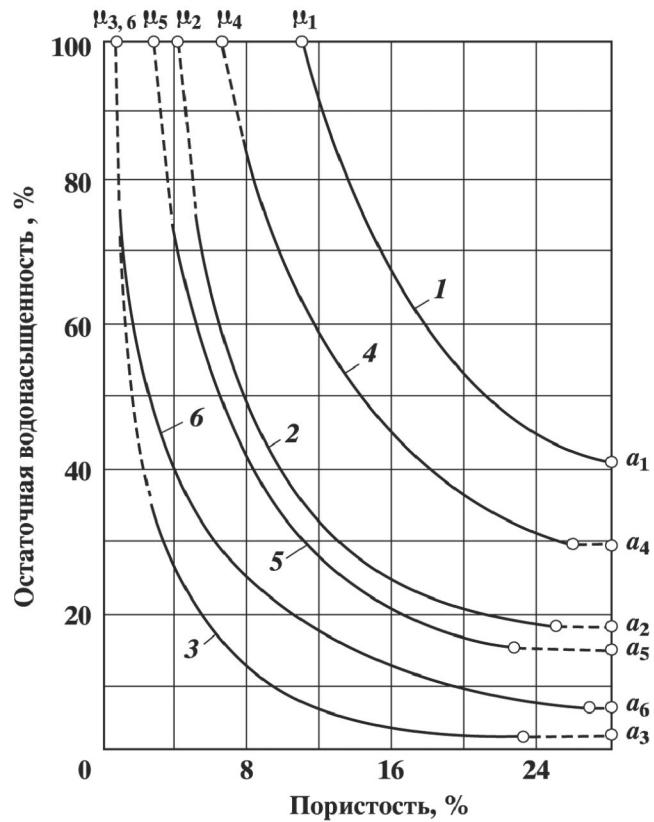


Рис. 1.5.2. Сводка усредненных зависимостей $K_{\text{вн}}(K_{\text{n}})$, обобщающих данные для различных типов карбонатных коллекторов [26, 68]: 1–6 – см. табл. 1.3

Коллекторы этого месторождения принадлежат к подсолевым карбонатным отложениям четырехсотметровой нефтеносной толщи палеозоя. В разрезе представлены три типа коллекторов: трещинные с плотной однородной непроницаемой матрицей; межгранулярные с неоднородной порово-каверновой матрицей; межгранулярные с развитой системой вторичных пор и сообщающихся каверн.

Рис. 1.3.1, 1.3.3 и 1.5.1 показывают характерные различия зависимостей $K_{\text{вн}}(K_{\text{n}})$ для терригенных и карбонатных коллекторов. Для последних характерна низкая водоудерживающая способность матрицы даже для гидрофильных коллекторов, причем выполняется приближенное равенство $\mu_0 \approx \Delta\mu$. В отличие от терригенных, для карбонатных коллекторов с низким содержанием глинистого цемента характерно наличие довольно протяженного пологого участка. В пределах коридора погрешностей измерений этот участок визуально может восприниматься как горизонтальная асимптота («неснижаемое» остаточное водонасыщение).

Для карбонатных коллекторов характерна более сложная и разнообразная структура емкостного пространства, чем для терригенных.

Это проявляется в наличии сложнопостроенных коллекторов – трещинных и трещинно-кавернозных с непроницаемой межзерновой матрицей, трещинно-каверново-межзерновых, и т.д. В таких коллекторах корреляция проницаемости с эффективной пористостью может практически отсутствовать, хотя сохраняется для межзерновых.

В карбонатном разрезе фильтрационно-емкостные свойства определяются вторичными процессами. Они обусловлены тектоническими напряжениями, которые вызывают образование трещин и далее – емкостей выщелачивания от небольших каверн до мегакарста.

Трещины обеспечивают пути фильтрации и, следовательно, фильтрационные свойства, а емкости

выщелачивания – емкостные свойства коллекторов. Как показывают данные, приведенные на рис. 1.5.1 и 1.5.2, водоудерживающая способность карбонатных коллекторов характеризуется свойством:

$$\mu \approx aM \approx \mu_0, \Delta\mu \ll \mu_0. \quad (1.5.1)$$

Если для оценки кондиционного значения пористости $(K_p)_{\text{конд}}$ примем рекомендованный в [74] приближенный критерий

$$K_{\text{во}}[(K_p)_{\text{конд}}] = 0,7 \pm 0,1,$$

то на основании (1.2.2) и (1.5.1) получим:

$$(K_p)_{\text{конд}} \approx 1,4\mu_0, \% \quad (1.5.2)$$

Это значит, что для карбонатных коллекторов кондиционное значение пористости определяется водоудерживающей способностью матрицы.

На рис. 1.5.2 приведена сводка усредненных зависимостей $K_{\text{во}}(K_p)$, обобщающих данные для различных типов карбонатных коллекторов [26, 68]. Результаты оценки водоудерживающей способности матрицы для этих отложений, приведенные в табл. 1.3, также подтверждают вывод (1.5.2).

Таким образом, в карбонатах роль цемента в формировании ФЕС существенно менее значима, чем в терригенных. Однако относительное содержание глинистого материала (нерасторимого остатка) может оказывать определенное влияние на возникновение емкостей выщелачивания – чем больше величина $\gamma_{\text{но}}$, тем меньше вероятность возникновения вторичных емкостей. Карбонатные породы с высокой водоудерживающей способностью матрицы способны быть надежным литологическим экраном нефтяной или газовой залежи при отсутствии в ней вертикальных и субвертикальных трещин.

Наиболее сложными объектами являются вулканогенные коллекторы, приуроченные к эфузивным и метаморфическим породам, а также к породам вулканогенно-осадочного происхождения.

Фильтрационно-емкостные и другие свойства этих коллекторов формируются тектогенезом и выщелачиванием, в ходе которых происходит не только образование эффективной емкости (трещины, пустоты выщелачивания), но и преобразование минерального состава матрицы с появлением компонент, обладающих высокой водоудерживающей способностью (цеолиты, глинистые минералы).

Принципиальные различия карбонатных и терригенных коллекторов по значениям водоудерживающих способностей матрицы и цемента иллюстрирует рис. 1.5.3. Сложность первых обусловлена, прежде всего, сложностью морфологии емкостного пространства, из-за чего водоудерживающая способность матрицы меняется в широком диапазоне, – от 1–1,5 % у гранулярных известняков подсолевой

Таблица 1.3

Водоудерживающая способность матрицы
в карбонатных отложениях

Но- мер кри- вой	Тип отложений	a	$M, %$	$\mu_0, \%$
1	Известняки мелоподобные	0,40	28	11,2
2	Мелозернистые (сахаровид- ные)	0,17	25	4,6
3	Рифогенные известняки Башкирии	0,02	23	0,5
4	Верхнемеловые Чечено- Ингушетии	0,28	26	6,2
5	Известняки Куйбышевского Поволжья	0,06	27	1,6
6	Доломиты межсолевые Бе- лоруссии	0,13	23	2,5

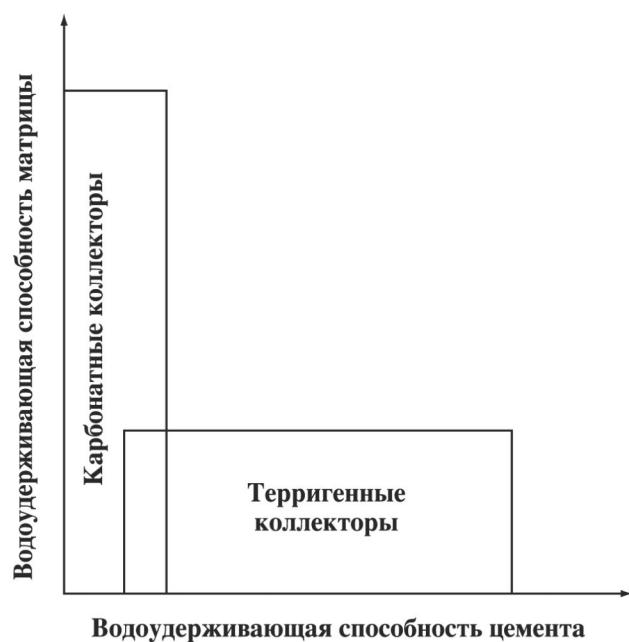


Рис. 1.5.3. Распределение карбонатных и терригенных коллекторов на плоскости водоудерживающих способностей матрицы и цемента

толщи Тенгизского месторождения, до 17 % у волосовидно-капиллярных известняков Чечено-Ингушетии. Водоудерживающая способность карбонатного цемента близка к нулю.

1.6. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОЙ ПОРИСТОСТИ

При изучении глинистых полиминеральных коллекторов необходимо учитывать, что для глинистых отложений общая или открытая пористость не является петрофизически информативным параметром: глинистые пласты могут обладать высокой, но неэффективной пористостью. Только наличие эффективной пористости является критерием («петрофизическими фильтром»), надежно выявляющим пласты-коллекторы как в терригенных, так и в карбонатных отложениях. Поэтому очевидный интерес представляет возможность определения по данным ГИС *непосредственно эффективной пористости*.

Вода капиллярно-удержанная, углов пор и физически связанная составляет остаточную воду, содержание которой в объеме пор характеризуется коэффициентом остаточной водонасыщенности $K_{\text{бо}}$. При пористости $K_{\text{п}}$ доля объема, которую могут занять углеводороды в гидрофильном коллекторе, (эффективная пористость $K_{\text{п эф}}$), составляет:

$$K_{\text{п эф}} = K_{\text{п}}(1 - K_{\text{бо}}) = K_{\text{п}} K_{\text{нг}}, \quad (1.6.1)$$

где $K_{\text{п}}$ – открытая (общая) пористость; $K_{\text{бо}}$ – остаточная водонасыщенность волях объема открытых пор; $K_{\text{нг}}$ – предельное значение коэффициента нефтегазонасыщенности.

В продуктивных коллекторах возможно неполное вытеснение углеводородами воды из коллектора при образовании залежи, тогда действительное значение $K_{\text{в}} > K_{\text{бо}}$.

Для продуктивного коллектора эффективная пористость заменяется на динамическую

$$K_{\text{п дин}} = K_{\text{п}} (1 - K_{\text{фо}}), \quad K_{\text{фо}} = K_{\text{бо}} + K_{\text{но}}, \quad (1.6.2)$$

где $K_{\text{п дин}}$ – динамическая пористость; $K_{\text{фо}}$ – остаточная флюидонасыщенность; $K_{\text{но}}$ – содержание остаточной нефти.

Об характеристики коллектора ($K_{\text{бо}}$ и $K_{\text{но}}$) зависят не только от общей пористости, но также от содержаний и состава глинистых минералов, минерализации пластовой воды, степени гидрофобизации поверхности, структуры емкостного пространства, состава флюида и его свойств и т.д.

Прямыми дифференцированными гидродинамическим признаком коллектора является получение из него при испытании или опробовании геофизическими приборами на кабеле (ОПК и ГДИС – гидродинамические исследования скважин) притока пластовых флюидов. Достоверность выделения коллекторов и точность определения их эффективной толщины зависит от детальности проведенных ГДИС.

Задача определения эффективной пористости по данным ГИС решается с помощью ядерно-магнитного метода (ЯМР).

Непосредственно определить величину $K_{\text{п дин}}$ возможно только с помощью специальной технологии динамического воздействия на пласт, например, радиоиндикаторным методом по радону в комплексе ГМ + ГГМ + ННМ + ДС. При этом решается задача прямой оценки важнейших фильтрационных характеристик коллекторов – проницаемости и динамической пористости с классификацией коллекторов по структуре емкостного пространства (межзерновые, трещинные, кавернозные, смешанные) [110].

Для комплекса ГИС, включающего гамма-спектрометрию, пористость и минералогическая глинистость определяются одновременно с другими компонентами в результате аддитивного компонентного анализа (АКА) [110]. Поэтому величина динамической пористости может быть рассчитана по соответствующей петрофизической модели для каждого пласта в изучаемом разрезе. Как показал опыт выделения коллекторов в тюменской свите, при соответствующей настройке такой петрофизический фильтр действует надежно.

В тюменской свите Западной Сибири петрофизическая фильтрация однозначно выявляет пласты-коллекторы (ЮК₂, ЮК₃, ЮК₄, ЮК_{5a}, ЮК_{5b}, ЮК₆, ЮК₇, ЮК₈ и др.). Коллекторы обладают различными кондиционными значениями пористости и минералогической глинистости (здесь под кондиционными понимаются значения $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{гл}}$, соответствующие заданному порогу чувствительности по динамической пористости), а также различными значениями $K_{\text{п дин}}$. В частности, для горизонтов ЮК₃ и ЮК₇ «кондиционные» значения пористости составляют соответственно около 13 и 6 %. Наибольшими величинами

Рис. 1.6.1. Петрофизическая карта, построенная по результатам АКА [110], показывает связь динамической пористости с относительным вкладом каолинита в суммарное содержание глинистых минералов

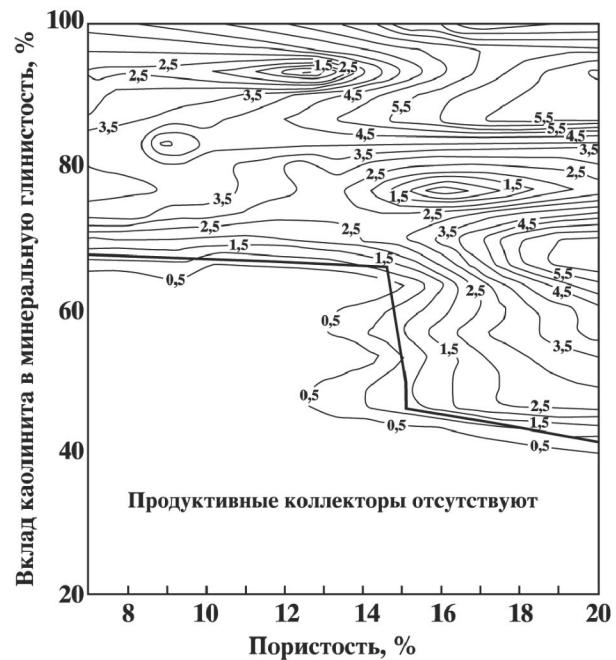
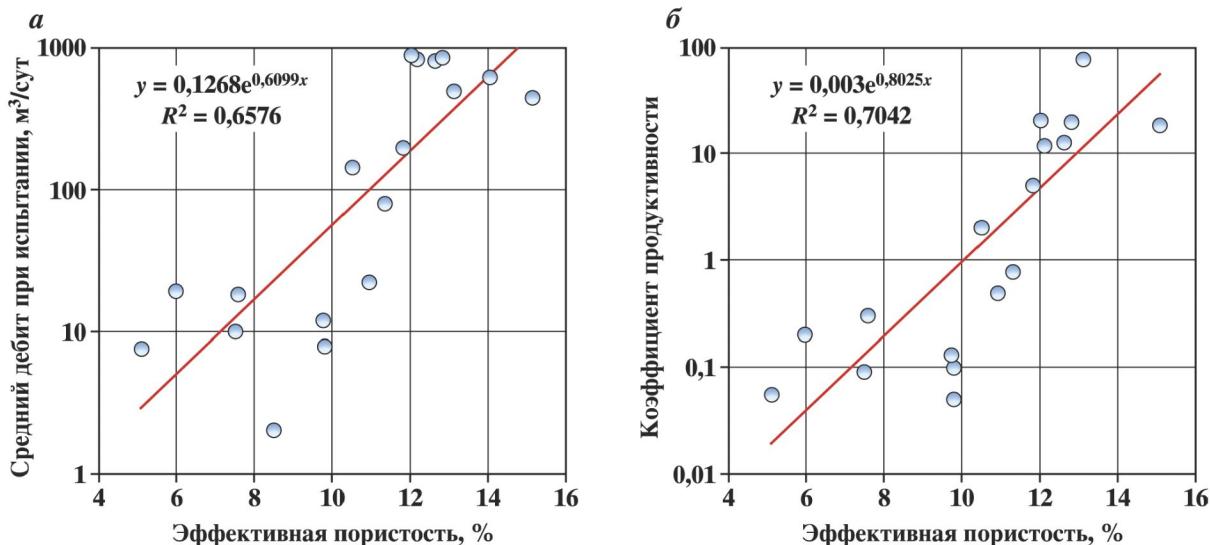


Рис. 1.6.2. Сопоставление среднего дебита (а) и коэффициента продуктивности (б) с эффективной пористостью при испытании пластов на трубах (по И.Ф. Перельману)



$K_{\text{п,дин}}$ обладают пласти ЮК₄ и ЮК₈ (5,4 и 5,7% соответственно). В изменении минерального состава глинистой компоненты с уменьшением пористости и ростом $K_{\text{вн}}$ прослеживаются закономерное уменьшение содержания каолинита от 100–90 до 40–50 %; увеличение содержания хлорита от 0–1 до 20–30 %; гидрослюды от 5–9 до 20–25 % и смешанослойных образований (ССО) от 2–5 до 15 % с одновременным уменьшением зернистости (ростом гранулометрической глинистости).

Петрофизическая карта на рис. 1.6.1, построенная по результатам АКА, показывает связь динамической пористости с относительным вкладом каолинита в суммарное содержание глинистых минералов. По карте видно, что качество коллекторов определяется содержанием каолинита. Наилучшие коллекторы существуют в области, в которой отмечается относительное содержание каолинита более 60 % и значения минералогической глинистости от 20 до 40 %.

Методика определения эффективной пористости (петрофизической фильтрации) для выделения и оценки коллекторов, разработанная авторами, была внедрена в ОАО «Когалымнефтегеофизика». Специалисты ОАО «Когалымнефтегеофизика» (И.Ф. Перельман и др.) выполнили сопоставления с эффективной пористостью коэффициента продуктивности и среднего дебита при испытании пластов на трубах (рис. 1.6.2). Они установили наличие корреляционной связи между этими параметрами ($r = 0,82$ для коэффициента продуктивности и $r = 0,77$ для среднего дебита).

Эти выводы подтверждают обоснованность использования эффективной пористости, как одного из важнейших фильтрационно-емкостных параметров коллекторов.

Опыт применения петрофизической фильтрации для выделения и оценки коллекторов, необходимость учета процессов в прискважинной зоне коллекторов при интерпретации данных ГИС, сделали актуальной проблему построения петрофизических моделей и глубокого понимания механизмов формирования зависимостей остаточного водонасыщения и флюидонасыщения от общей пористости.

Из модели коллектора (1.2.2), используя определение эффективной пористости (1.6.1), находим

$$K_{\text{пп эф}} = (M - \mu_0)(K_{\text{пп}} - \mu)/(M - \mu) \quad (1.6.3)$$

или

$$K_{\text{пп эф}} = B(K_{\text{пп}} - \mu). \quad (1.6.4)$$

Своего максимального значения $K_{\text{пп эф}}^{\max}$ эффективная пористость достигает при пористости, равной пористости матрицы ($K_{\text{пп}} = M$):

$$K_{\text{пп эф}}^{\max} = M - \mu_0. \quad (1.6.5)$$

Эти соотношения впервые позволили определить величину петрофизического инварианта.

1.7. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЙ ИНВАРИАНТ

Первые петрофизические инварианты были предложены В.Н. Дахновым в 1941 году на основе анализа и обобщения результатов лабораторного изучения керна из нефтяных скважин, выполненного отечественными геофизиками. Это – параметр пористости (относительное сопротивление $P_{\text{пп}} = \rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{в}}$) как функция коэффициента пористости $P_{\text{пп}} = f(K_{\text{пп}})$; и параметр насыщения (коэффициент увеличения сопротивления $P_{\text{пп}} = \rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{вп}}$) как функция коэффициента водонасыщения $K_{\text{в}}$ продуктивного коллектора $P_{\text{пп}} = f(K_{\text{в}})$. (Позже аналогичные параметры и связи предложил Г.Е. Арчи, обобщая данные, полученные американскими исследователями).

Эффективную пористость, нормированную на максимальное значение ($K_{\text{пп эф}}^{\max}$), обозначим через Ψ :

$$K_{\text{пп эф}}/K_{\text{пп эф}}^{\max} \equiv \Psi = (K_{\text{пп}} - \mu)/(M - \mu). \quad (1.7.1)$$

Величина Ψ является петрофизическими инвариантом. Она изменяется в интервале $0 \leq \Psi \leq 1$ независимо от индивидуальных свойств коллектора: пористости матрицы M , текущей пористости, водоудерживающих способностей матрицы μ_0 и цемента $\Delta\mu$ ($\mu = \mu_0 + \Delta\mu$).

Используя связь между пористостью и относительной глинистостью, $K_{\text{пп}} = M(1 - \eta)$, получаем

$$\Psi = 1 - \eta/\eta^{\max} \equiv 1 - \eta^*, \quad (1.7.2)$$

где η^{\max} – максимальное значение относительной глинистости, равное

$$\eta^{\max} = 1 - \mu/M. \quad (1.7.3)$$

Фундаментальные соотношения (1.7.1) и (1.7.2) получены впервые. Таким образом, петрофизическая модель эффективной пористости (1.6.3), вытекающая из модели остаточной водонасыщенности (1.2.2), приводит к соотношению (1.7.2) между двумя инвариантами, каковыми являются нормированные значения эффективной пористости Ψ и относительной глинистости η^* :

$$\Psi = 1 - \eta^* = \text{idem}. \quad (1.7.4)$$

На шкале инвариантов Ψ или η^* сложные глинистые полиминеральные коллекторы становятся «простыми».

Возможно ли частным петрофизическими зависимостям, не обладающим устойчивостью при изменении свойств коллекторов, придать значительно более широкие границы применимости? Ответом на этот вопрос является *принцип петрофизической инвариантности коллекторов*. Этот принцип формулируется следующим образом: *гранулярные коллекторы различных генотипов с различными значениями пористости и емкости матрицы, различными минеральными составами и водоудерживающими способностями матрицы и цемента, но с одинаковыми значениями петрофизиче-*

ских инвариантов Ψ (или η^*), в определенном смысле проявляют себя как один и тот же коллектор.

ФЕС коллектора определяются множеством факторов, характеризующих условия образования, залегания и эпигенетических преобразований. Это означает, что величины ФЕС определены в некотором конфигурационном пространстве, размерность которого определяется числом влияющих факторов. Мы не можем перечислить все эти факторы (вообще говоря, взаимосвязанные), и не можем назвать точного их количества. Это и есть признание «многомерной петрофизики».

Петрофизические модели, аналитически описывающие основные свойства гранулярного коллектора, сужают число влияющих параметров до трех синтетических: $\{\mu_0, \Delta\mu \text{ и } M\}$. Но при этом не происходит потери информации, и полнота описания всего многообразия свойств коллекторов сохраняется.

Когда мы переходим к алгоритмам интерпретации (часть 2), оказывается, что интерпретационные параметры методов ГИС непосредственно выражаются через безразмерные комбинации текущей пористости, μ_0 , $\Delta\mu$ и M , входящих в петрофизические инварианты Ψ (или η^*), относительно которых алгоритмы интерпретации становятся одномерными [87]. В физике и механике это свойство систем и процессов называют «подобием» или «автомодельностью».

1.8. ИНВАРИАНТНОСТЬ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ

Петрофизический инвариант и принцип петрофизической инвариантности выявляются не на уровне петрофизического анализа, а на уровне объединения модели эффективной пористости коллектора с интерпретационной и петрофизической моделями методов ГИС (часть 2). Возникает вопрос: а не обладает ли свойством инвариантности остаточная водонасыщенность $K_{\text{бо}}$?

На основании (1.2.2) зависимость $K_{\text{бо}}$ от инварианта Ψ описывается выражением

$$K_{\text{бо}}(\Psi) = 1 - \Psi(1 - a)(M/K_{\text{п}}). \quad (1.8.1)$$

В отличие от (1.2.2), ни водоудерживающая способность цемента, ни полная водоудерживающая способность коллектора в эту нелинейную зависимость в явном виде не входят. Однако параметр Ψ зависит от $\{M, \Psi_0, K_{\text{п}}\}$, поэтому $K_{\text{бо}}$ можно считать функцией одного аргумента Ψ и одного фиксированного параметра a :

$$K_{\text{бо}}(\Psi) = A \exp(\Psi B), \quad (1.8.2)$$

где константы A, B определяются условиями $K_{\text{бо}}(0) = 1$, $K_{\text{бо}}(1) = a$, откуда

$$K_{\text{бо}}(\Psi) = \exp(\Psi \ln a) = a^\Psi = (\mu_0/M)^\Psi. \quad (1.8.3)$$

Проверкой на фактическом материале данных анализа керна это предположение убедительно подтверждается (рис. 1.8.1). Следует иметь в виду, что для отдельно взятого объекта $a = \mu_0/M = \text{const}$, причем M и μ_0 меняются с глубиной.

Достоинством выражения (1.8.3) является зависимость только от одного параметра (a), величина которого не зависит от свойств и состава глинистого цемента и дает очень хорошее количественное описание фактических массивов керновых данных.

Анализ модели (1.8.3) указывает на возможность повышения ее точности введением дополнительного параметра, явным образом зависящего от μ :

$$\ln[K_{\text{бо}}(\Psi)] = \Psi^{v(\mu)} \ln(a), \quad (1.8.4)$$

Введение параметра v может дать полезный резерв точности при описании продуктивных коллекторов, для которых $\mu \rightarrow \mu_{\min}$.

На рис. 1.8.1 измеренные значения остаточной водонасыщенности для образцов из коллекторов АВ₈₋₁, БВ₀, БВ₄, ЮВ₁ Восточно-Придорожного месторождения (Западная Сибирь) сравниваются с расчетными по формуле (1.8.3). Эти коллекторы залегают на различных глубинах. При расчете петрофизического инварианта водоудерживающая способность матрицы μ_0 принималась постоянной и равной 5,56 %. Пористость матрицы M вычислялась для каждого образца с учетом глубины залегания коллектора по зависимости $M(H)$ (см. далее, глава 2). Интересно отметить, что не во всех коллекциях керна представлены образцы с максимальной пористостью и абсолютной проницаемостью, что выясняется при сравнении фактических данных с количественным прогнозом по глубине залегания. Поскольку

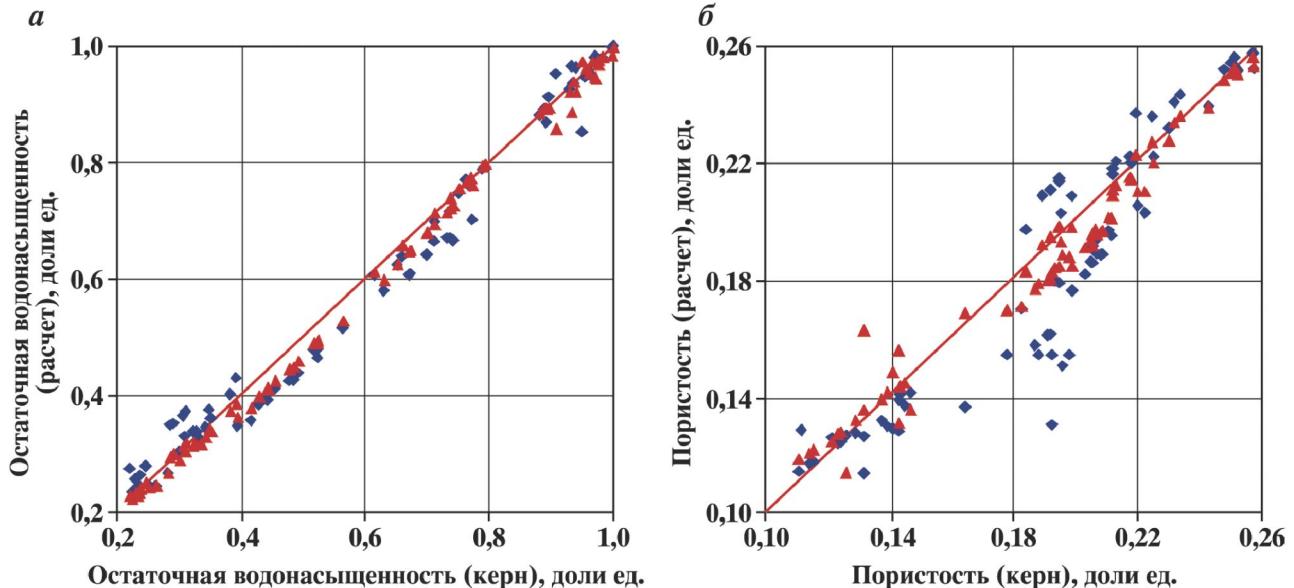


Рис. 1.8.1. Сравнение измеренных значений $K_{\text{вс}}$ (а) с расчетными по формуле (7.2.19) (синие точки) и (1.8.3) (красные точки) и пористости (б) с расчетными по формуле (1.8.5) (красные точки) и при $\nu = 1$ (синие точки) для коллекторов АВ₈₋₁, БВ₀, БВ₄, ЮВ₁ Восточно-Придорожного месторождения

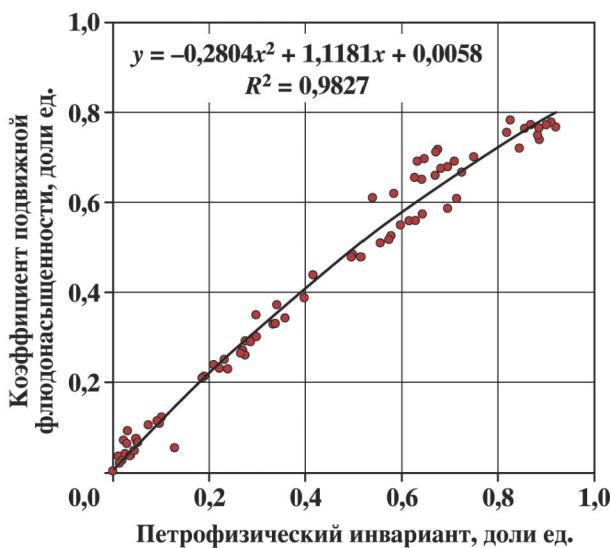


Рис. 1.8.2. Проверка физического смысла петрофизического инварианта как текущей флюидонасыщенности (коллекторы АВ₈₋₁, БВ₀, БВ₄, ЮВ₁, Востосточно-Придорожное месторождение)

Ψ – интерпретационный параметр, определяемый по данным ГИС, по известным значениям μ_0 и M , значение пористости может быть определено по алгоритму (рис. 1.8.1, б):

$$K_n = \frac{\Psi(M - \mu_0)}{1 - (\mu_0 / M)^{\Psi}}. \quad (1.8.5)$$

Удерживая в разложении (1.8.3) по малости показателя члены второго порядка малости, можно получить параболическую аппроксимацию. К сожалению, она не имеет практической ценности, поскольку качество коллекторов улучшается при $\Psi \rightarrow 1$.

Однако парабола практически совпадает с моделью (1.8.3), если ее записать в виде

$$K_{\text{вс}}(\Psi) = a \Psi^2 - \Psi + 1, \quad (1.8.6)$$

к которому преобразуется парабола

$$K_{\text{вс}}(\Psi) = C_1 \Psi^2 - C_2 \Psi + C_3,$$

где коэффициенты удовлетворяют условиям: $K_{\text{вс}}(1) = a$; $K_{\text{вс}}(0) = 1$; откуда $C_1 = a$; $C_3 = -C_2 = 1$. На рис. 1.8.2 фактические данные и параболический тренд подтверждают, что по своему физическому смыслу и величине петрофизический инвариант близок к подвижной флюидонасыщенности.

Таким образом, от остаточной водонасыщенности (петрофизического инварианта) можно перейти непосредственно к потенциально возможному коэффициенту максимальной нефтегазонасыщенности, т.е. определить максимально возможную насыщенность емкостного пространства нефтью или газом:

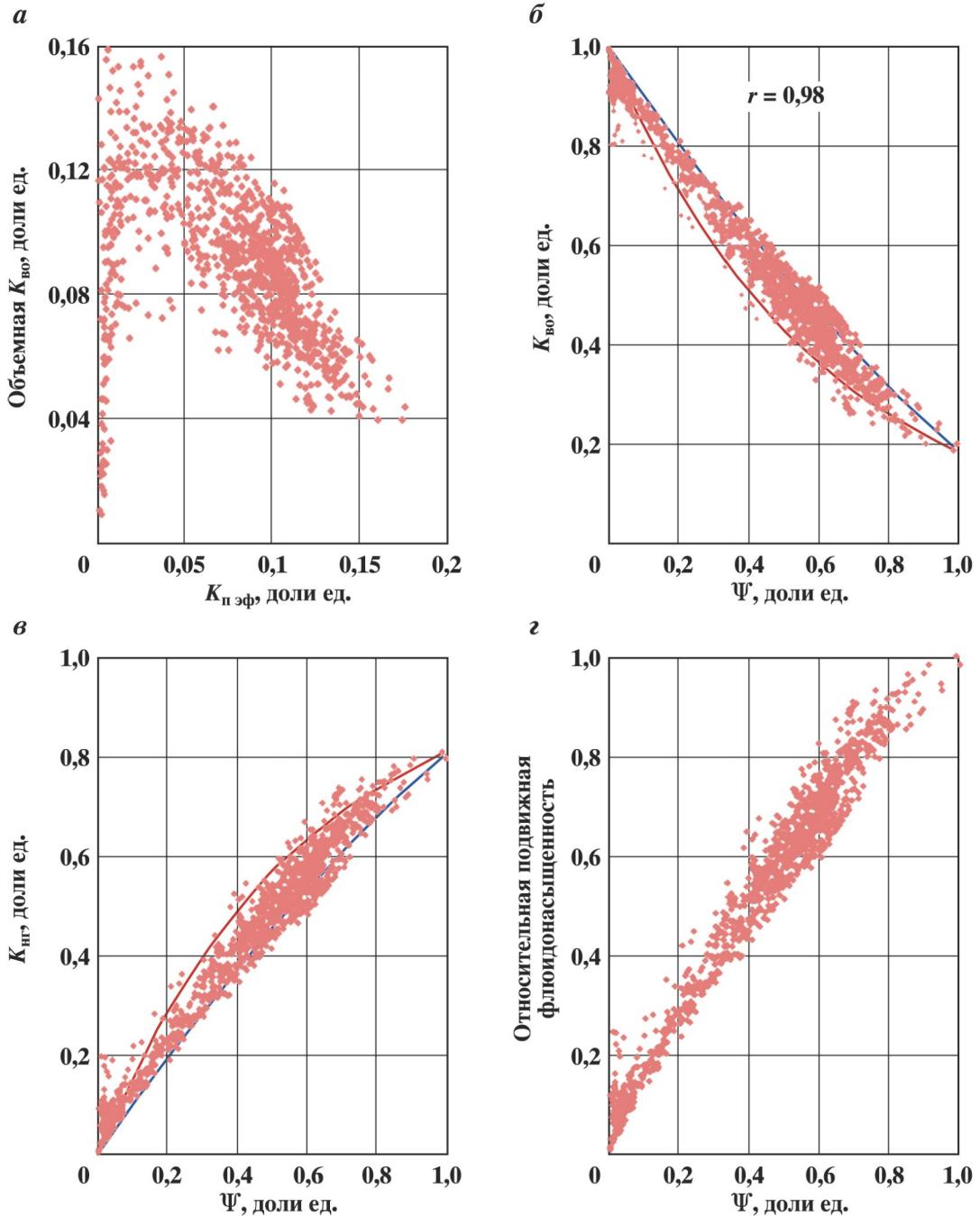


Рис. 1.8.3. Инвариантные представления корреляционных полей:

а – сопоставление $K_{\text{нф}}K_{\text{вн}}(K_{\text{нф, эф}})$ для коллекторов БП Тарасовского месторождения, Западная Сибирь (песчаники алевритистые карбонатизированные мелкозернистые с примесями углисто-растительных дегритов); *б* – иллюстрация точности ($r > 0.98$) описания поля корреляции $K_{\text{вн}}(\psi)$ параболической и степенной моделями; *в, г* – инвариантные представления для максимального $K_{\text{нф}}$ и для относительной подвижной флюидонасыщенности

$$(K_{\text{нф}})_{\text{max}} = 1 - K_{\text{вн}}. \quad (1.8.7)$$

По своему физическому смыслу и величине петрофизический инвариант близок к **максимальной относительной нефтенасыщенности** $K_{\text{нф, max}}$ в случае предельного насыщения коллектора углеводородами:

$$\Psi \approx K_{\text{нф, max}} = (1 - K_{\text{вн}})/(1 - a). \quad (1.8.8)$$

На рис. 1.8.3, *в*, *г* показаны инвариантные представления для максимального коэффициента нефтегазонасыщенности и относительной подвижной флюидонасыщенности. Переход к инвариантному представлению приводит к практически функциональным зависимостям.

Для гранулярных коллекторов с одинаковыми значениями неснижаемой остаточной водонасыщенности (параметр a) зависимость $K_{\text{bo}}(\Psi)$ становится универсальной. Модельный характер аналитических зависимостей проявляется в том, что вместо строгого равенства $K_{\text{bo}}(0) = 1$ для реальных массивов справедливо неравенство $0,91 < K_{\text{bo}}(0) < 0,97$, поскольку такие пласти практически лишены эффективной пористости, т.е. являются «вырожденными». Сравнение моделей (1.8.1), (1.8.3) и (1.8.6) с фактическими данными на примере пласта ЮВ₁ Покурского месторождения (рис. 1.8.4) дает следующие результаты (табл. 1.4).

Переменный минеральный состав глинистого цемента также отражается на связи остаточной водонасыщенности с петрофизическим инвариантом, но теснота связи гораздо выше, чем при сопоставлении остаточной водонасыщенности с пористостью (рис. 1.8.3, а, б). Все многообразие состава и свойств цемента отражается на сопоставлениях $K_{\text{bo}}(\Psi)$, но переход к инвариантному представлению остаточной водонасыщенности позволяет существенно повысить точность определения подвижной флюидонасыщенности. В отличие от сопоставления остаточной водонасыщенности с общей пористостью, связь $K_{\text{bo}}(\Psi)$ обладает высоким коэффициентом корреляции.

Проверкой на представительных данных анализов керна этот факт убедительно подтверждается для всех без исключения рассмотренных гранулярных коллекторов различного генезиса (1.8.5)–(1.8.8). Например, на рис. 1.8.5, а–в представлены поля корреляции для выборки из 4,5 тысяч образцов для коллекторов БС из десятков скважин Приразломного месторождения.

Для нелинейных зависимостей $K_{\text{bo}}(\Psi)$ выполняется фундаментальное свойство: при одинаковых или близких значениях a они практически совпадают (с коэффициентом корреляции, близким к единице), даже при высокой неоднородности цемента по минеральному составу и при изменениях ФЕС коллекторов по простирианию (рис. 1.8.5–1.8.8).

При различных $\{K_{\text{п}}, \mu_0, \Delta\mu, \mu, M\}$, но одинаковых Ψ и a различные коллекторы имеют одинаковые значения остаточной водонасыщенности, т.е. общую зависимость $K_{\text{bo}}(\Psi)$ (в соответствии с принципом петрофизической инвариантности).

Резюмируя обзор полученных результатов, можем отметить, что переход к инвариантному представлению преобразует поля корреляции в практически функциональные зависимости с коэффициентами корреляции, близкими к единице.

Следующие формулы представляют собой аналитические выражения петрофизических моделей: линейная (1°), квадратичная (2°) и степенная (3°):

$$K_{\text{bo}}(\Psi) = 1 - (1 - a) \Psi; \quad (1^{\circ})$$

$$K_{\text{bo}}(\Psi) = a\Psi^2 - \Psi + 1; \quad (2^{\circ})$$

$$K_{\text{bo}}(\Psi) = a^{\Psi}. \quad (3^{\circ})$$

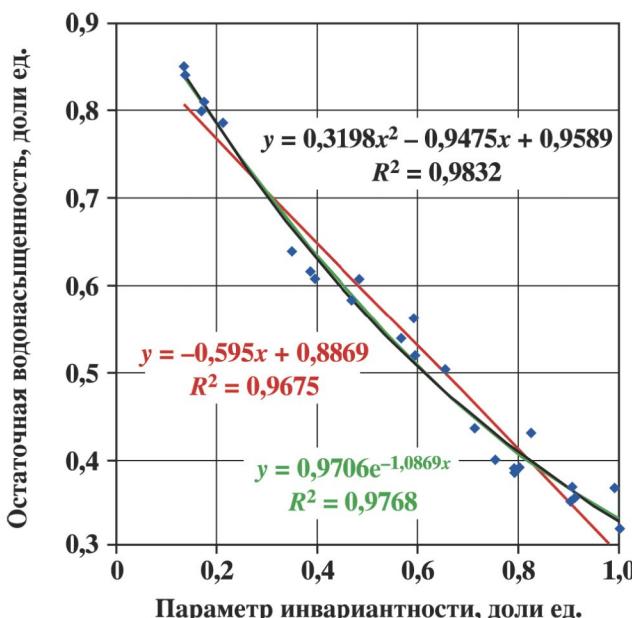
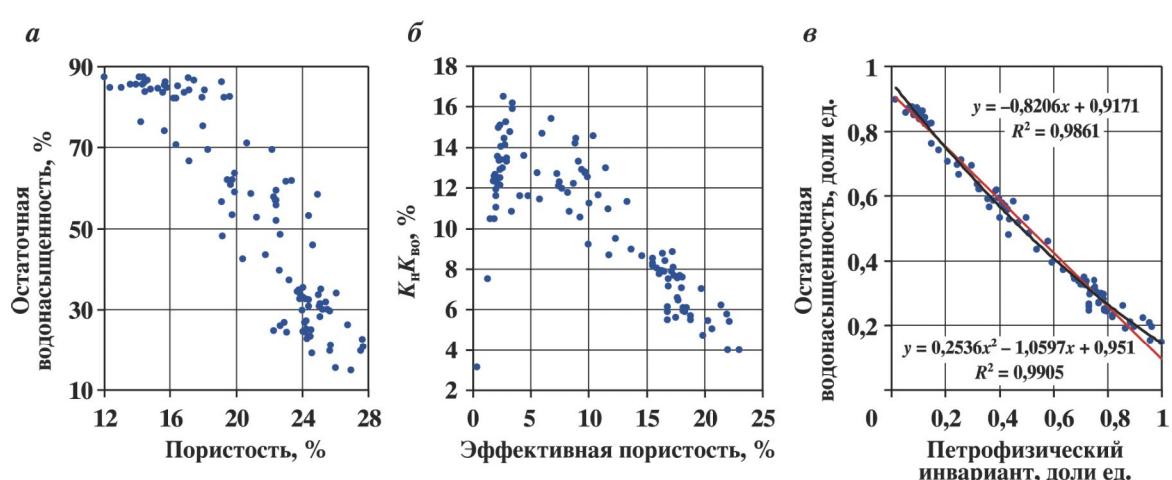
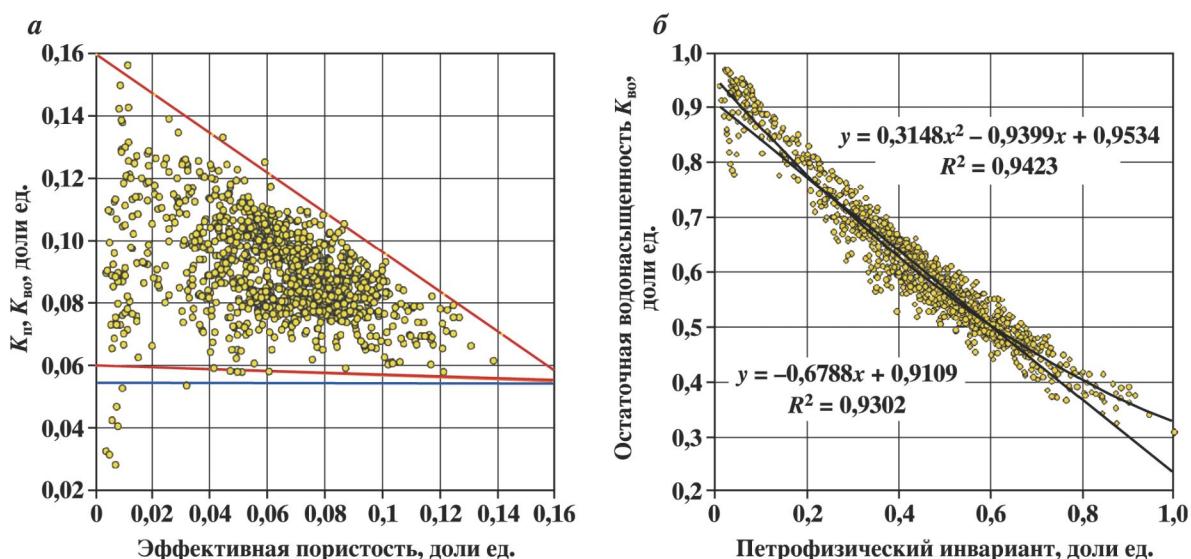
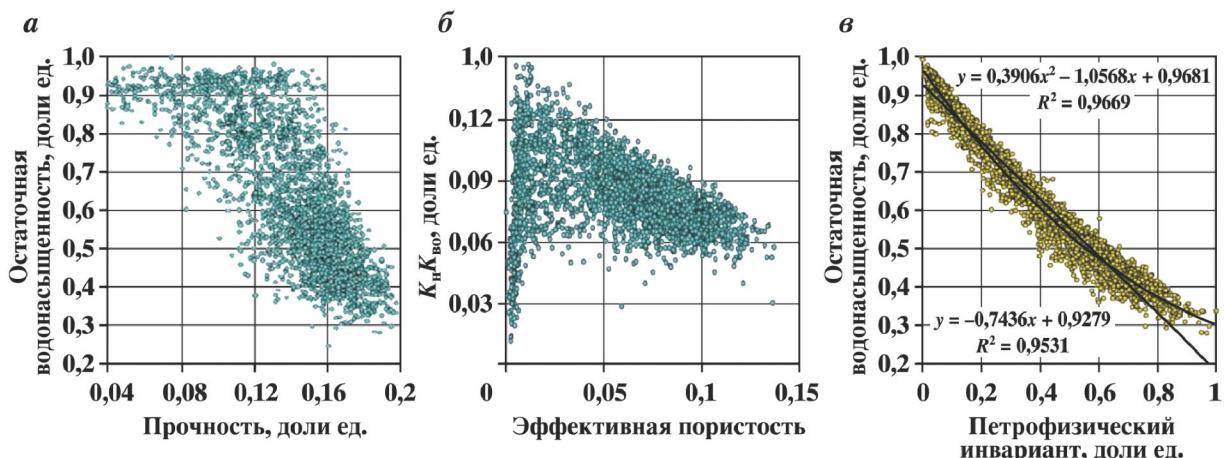


Таблица 1.4

Сравнение моделей (1.8.1), (1.8.3) и (1.8.6) с фактическими данными на примере пласта ЮВ₁ Покурского месторождения (рис. 1.8.4)

Модель	Коэффициент корреляции
(1.8.3)	0,988
(1.8.1)	0,984
(1.8.6)	0,992

Рис. 1.8.4. Сравнение моделей (1.8.1), (1.8.3) и (1.8.6) с фактическими данными для пласта ЮВ₁ Покурского месторождения (кривые практически совпали)



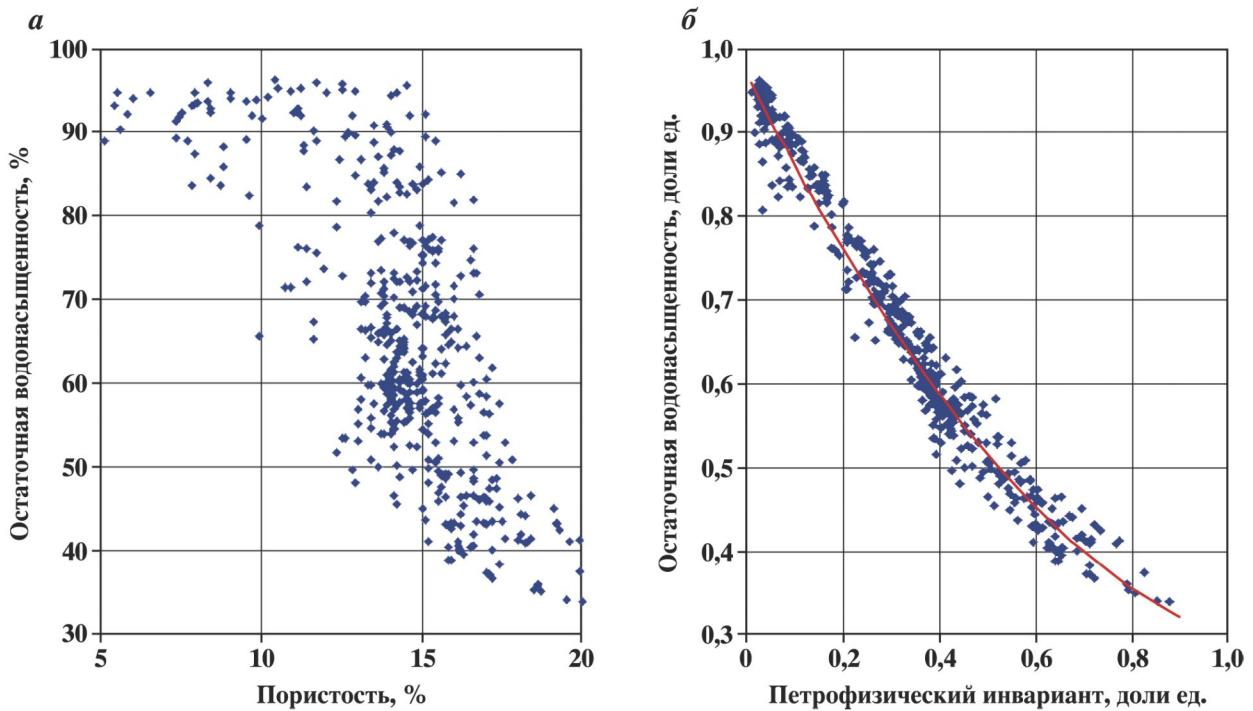


Рис. 1.8.8. Поля корреляции остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и петрофизическим инвариантом (б) для ачимовских отложений Приразломного месторождения

Достоинством формул (1°)–(3°) является зависимость только от одного параметра a , величина которого не зависит от свойств и состава глинистого цемента и дает устойчивое количественное описание фактических массивов керновых данных. Для отдельно взятого объекта $a = \mu_0/M = \text{const}$, т.е. **теснота инвариантных связей, в первую очередь, определяется свойствами матрицы**, а именно – постоянством ее **минерального** состава (фиксирована водоудерживающая способность μ_0). Это вовсе не означает требования мономинеральности матрицы или ограничений на ее минеральный состав, – он может быть полиминеральным, но необходимо изменение водоудерживающей способности матрицы в малом диапазоне.

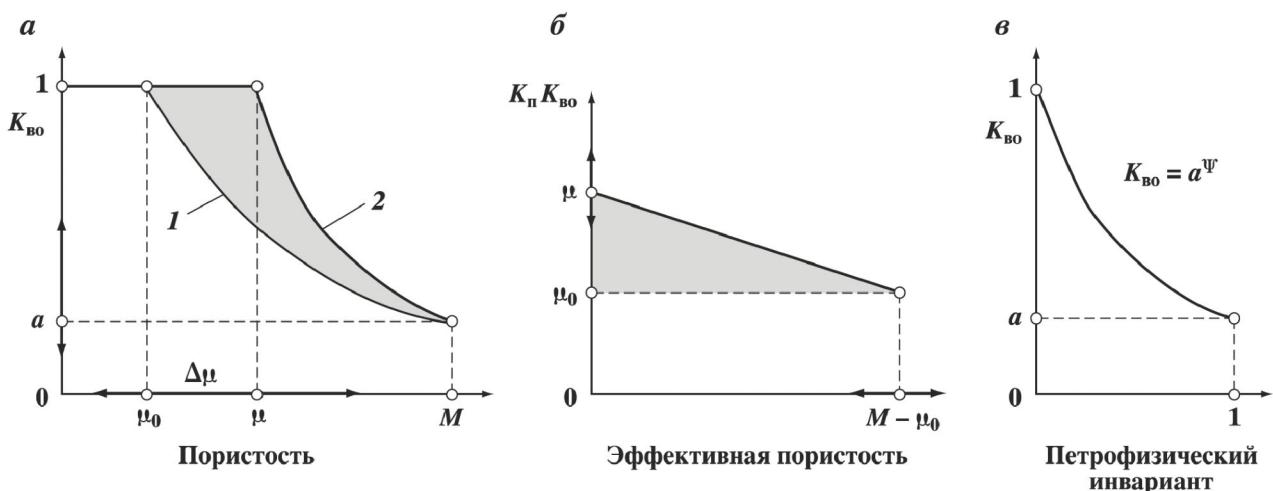


Рис. 1.8.9. Характеристические параметры зависимостей $K_{\text{бо}}(K_n)$ (а), $K_n K_{\text{бо}}(K_{\text{n эф}})$ (б) и $K_{\text{бо}}(\Psi)$ (в), определяющие закономерности полигонов корреляции для неоднородных гранулярных коллекторов сложного полиминерального состава:

1 – линия карбонатного цемента; 2 – линия мономинерального глинистого цемента; точка a – «неснижаемая» остаточная водонасыщенность ($a = \mu_0/M$)

Для описания массивов данных по гранулярным коллекторам сложного минерального состава наилучшим приближением является степенная зависимость $K_{\text{Bo}}(\Psi)$ (3°), с увеличением вклада карбонатного цемента, нелинейность связи $K_{\text{Bo}}(\Psi)$ возрастает, и в этом случае также работает параболическое приближение (2°).

На рис. 1.8.9 показаны схемы с характеристическими параметрами зависимостей $K_{\text{Bo}}(K_{\text{п}})$ (а), $K_{\text{п}}K_{\text{Bo}}(K_{\text{п аф}})$ (б) и $K_{\text{Bo}}(\Psi)$ (в), определяющие закономерности полигонов корреляции для неоднородных гранулярных коллекторов сложного полиминерального состава

Как неоднократно отмечалось ранее, связь $K_{\text{Bo}}(K_{\text{п}})$ не является функциональной, а имеет характер тренда с весьма низкой корреляционной надежностью. Возник вопрос: возможно ли по данным ГИС более точно определять остаточную водонасыщенность и, следовательно, повысить точность определения подвижной флюидонасыщенности? Ответ оказался положительным: такое повышение точности и надежности достигается при переходе к петрофизическому инвариантну Ψ .

1.9. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Одной из проблем изучения трещинных коллекторов по данным ГИС является сложность учета влияния морфологии емкостного пространства на фильтрационно-емкостные свойства. В настоящей работе предпринята попытка количественно охарактеризовать влияние структуры таких, в первую очередь, карбонатных коллекторов. Для трещинного коллектора до настоящего времени не установлена аналитическая связь остаточной водонасыщенности с морфологическими характеристиками структуры емкостного пространства. Нами предпринята попытка ввести в качестве меры трещинной емкости степень отклонения фактической остаточной водонасыщенности от той, которая соответствует гранулярному коллектору, для которого известна аналитическая модель связи $K_{\text{Bo}}(K_{\text{п}})$.

На рис. 1.9.1 показана схема разделения карбонатных коллекторов по структуре емкостного пространства в координатах «остаточная флюидонасыщенность – общая пористость». На графике выделяется коридор интенсивной корреляции, показанный сплошной линией (A), соответствующий гранулярному типу емкостного пространства. Из коридора корреляции выпадают три группы пластов, занимающих области B, C и D.

Области B принадлежат низкопористые коллекторы с трещинным типом емкостного пространства (с относительно высокой проницаемостью).

Области C принадлежат высокопористые пласти с гидродинамически изолированными кавернами.

Области D принадлежат высокопористые коллекторы с гидродинамически связанными порами, кавернами и трещинами (в этом и предыдущем случае кавернозные образцы в коллекции могут отсутствовать).

Аналитическая модель (1.2.2) отражает петрофизические свойства гранулярного коллектора, остаточная водонасыщенность которого обратно пропорциональна открытой пористости при заданной водо-

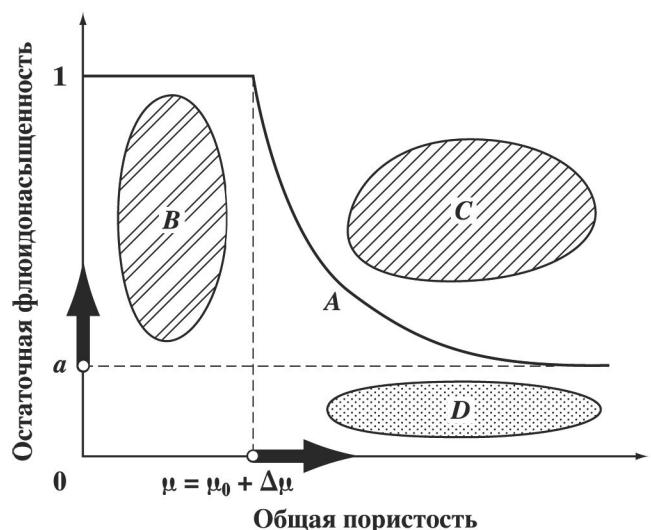


Рис. 1.9.1. Схема разделения карбонатных коллекторов по структуре емкостного пространства в координатах «остаточная флюидонасыщенность – общая пористость»

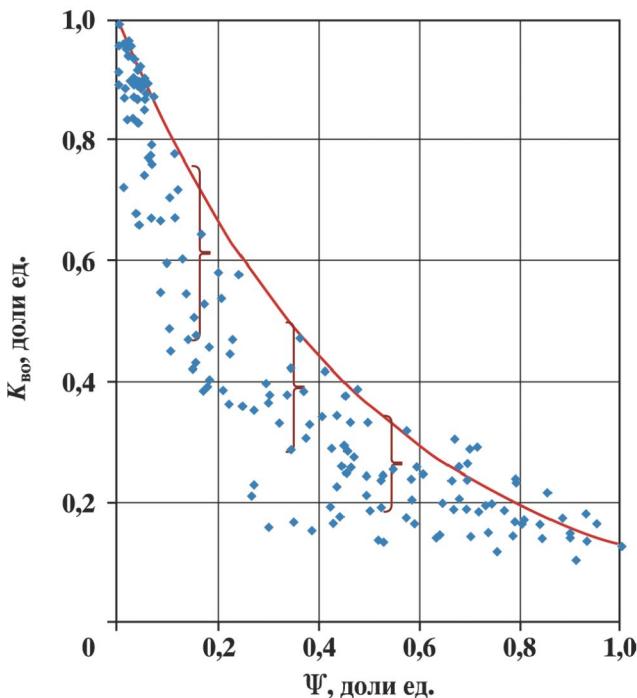


Рис. 1.9.2. Сопоставление $K_{\text{бо}}(K_{\text{п}})$.

Красная линия – «реперная» гранулярная модель $K_{\text{бо}} = a^{\Psi}$. Фигурные скобки – эффект влияния трещиноватости

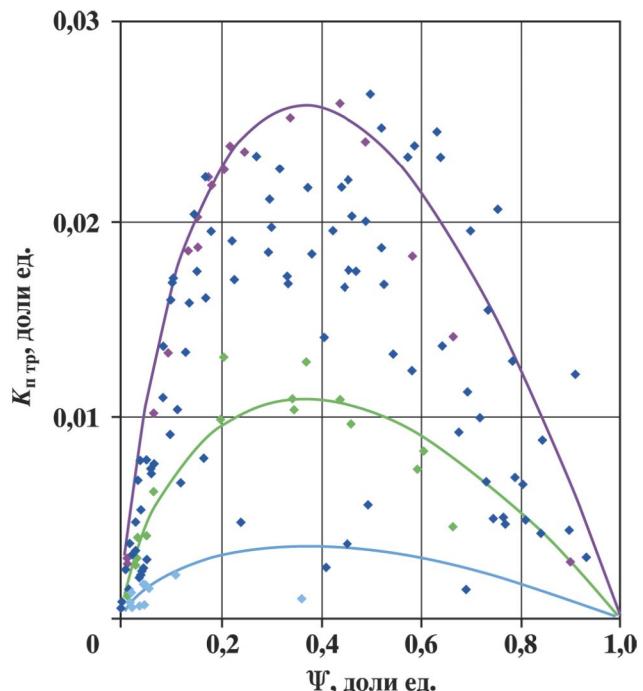


Рис. 1.9.3. Сопоставление $K_{\text{пт}}(\Psi)$.

Точки – результаты обработки керновых данных по формуле (1.9.2); линии – расчет по модели (1.9.3) для коллектиров с водоудерживающими способностями, равными 3 % (фиолетовый цвет), 7 % (зеленый цвет) и 12 % (бирюзовый цвет)

удерживающей способности. В разделе 1.8 на основании этой модели были рассмотрены связи петрофизического инварианта с остаточной водонасыщенностью гранулярного коллектора.

Если измеренное значение остаточной водонасыщенности не описывается «реперной», или опорной, гранулярной моделью, то это свидетельствует о влиянии факторов, осложняющих морфологию емкостного пространства за счет трещин (рис. 1.9.2).

Непосредственное влияние трещин проявляется в понижении измеренных значений остаточной водонасыщенности относительно «реперных» значений $K_{\text{бо}}$ гранулярного коллектора.

Таким образом, используя модель гранулярного коллектора, можно рассчитать трещинную пористость:

$$K_{\text{пт}} = \Delta K_{\text{бо}} K_{\text{п}}; \Delta K_{\text{бо}} = K_{\text{бо модель}} - K_{\text{бо измерения}}. \quad (1.9.1)$$

С учетом результатов моделирования связи остаточной водонасыщенности с величиной петрофизического инварианта Ψ для пород с минимальной водоудерживающей способностью для определения трещинной пористости получаем выражение

$$K_{\text{пт}} = (a^{\Psi} - K_{\text{бо}}) K_{\text{п}}, \quad (1.9.2)$$

где a – неснижаемая остаточная водонасыщенность, соответствующая максимальной пористости коллектора.

Для сопоставления петрофизического инварианта с пористостью трещин $K_{\text{пт}}(\Psi)$ по данным лабораторной петрофизики на рис. 1.9.3 выделим 3 группы коллекторов с фиксированными водоудерживающими способностями, равными 3 % (фиолетовый цвет), 7 % (зеленый цвет) и 12 % (бирюзовый цвет). Коллекторы с высокой водоудерживающей способностью отличаются меньшей трещинной пористостью, в то время как коллекторы с минимальной водоудерживающей способностью отличаются повышенной трещиноватостью. Можно предположить, что это связано с некоторым увеличением пластичности коллектора при увеличении водоудерживающей способности.

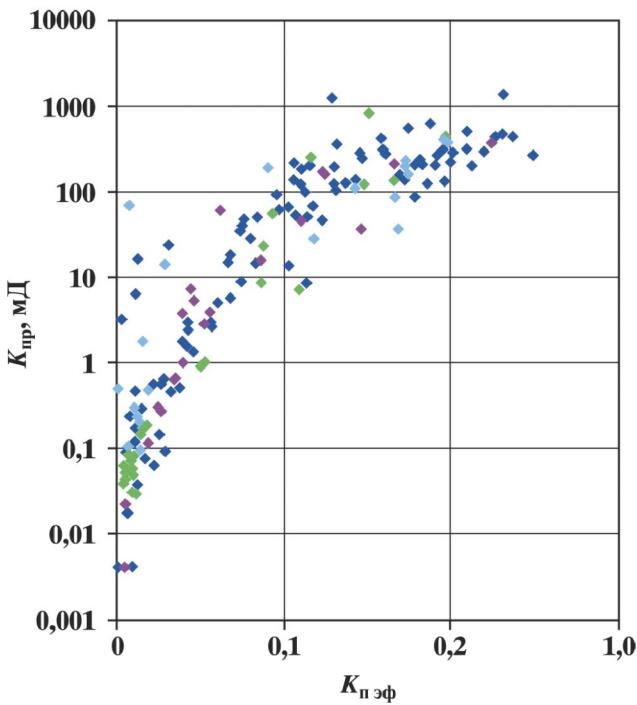


Рис. 1.9.4. Сопоставление $K_{\text{нр}}$ ($K_{\text{n_эф}}$). Цветовой шифр см. на рис. 1.9.3

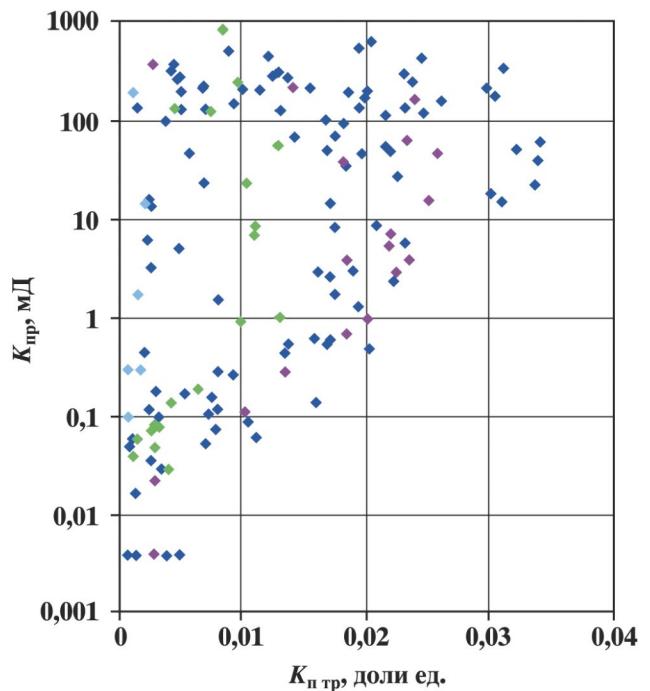


Рис. 1.9.5. Сопоставление $K_{\text{нр}}$ ($K_{\text{n_тр}}$). Цветовой шифр см. на рис. 1.9.3

С ростом величины петрофизического инварианта отмечается уменьшение трещинной пористости, независимо от водоудерживающей способности. При разделении пород по величине μ для аналитического описания связи трещинной пористости с величиной петрофизического инварианта может быть применена феноменологическая модель:

$$K_{\text{n_тр}} = (\mu - \mu_{\max}) \cdot \Psi \cdot \ln(\Psi), \quad (1.9.3)$$

где μ_{\max} – максимальное значение водоудерживающей способности для данного коллектора.

Если измеренной величиной является не $K_{\text{вo}}$, а величина петрофизического инварианта, то уравнение (1.9.2) может быть преобразовано к виду

$$K_{\text{n_тр}} = K_{\text{n_эф_измер}} - K_{\text{n_эф_модель}} = (M - \mu_0)(\Psi_{\text{измер}} - \Psi_{\text{модель}}), \quad (1.9.4)$$

где M – максимальная пористость коллектора; μ_0 – объемная остаточная $K_{\text{вo}}$ при $K_{\text{n}} = M$.

В присутствии трещин структура емкостного пространства коллектора включает также и емкости гранулярного и кавернового типа, причем последние могут быть как изолированными, так и гидродинамически связанными (посредством трещин). В последнем случае коллектор обладает высокими ФЕС.

На рис. 1.9.4 показана связь абсолютной проницаемости с эффективной пористостью для трещиноватого коллектора, полученная по результатам лабораторного кернового анализа для продуктивного карбонатного коллектора одного из месторождений Восточной Сибири. В отличие от гранулярного коллектора, в изучаемом коллекторе даже при низких и средних значениях эффективной пористости отмечаются повышенные значения проницаемости.

Сопоставление проницаемости с пористостью трещин, рассчитанной по (1.9.2) (рис. 1.9.5), не выявляет функциональной зависимости для коллектора в целом. Однако можно отметить следующие закономерности.

1. При малых значениях трещинной пористости отмечаются высокие проницаемости, что может быть обусловлено увеличением связности трещин;

2. Увеличение пористости трещин может быть обусловлено увеличением их количества, раскрытия и изменением характера вторичных преобразований.

При сопоставлении проницаемости с пористостью трещин (рис. 1.9.5) можно выделить три отдельные области (табл. 1.5).

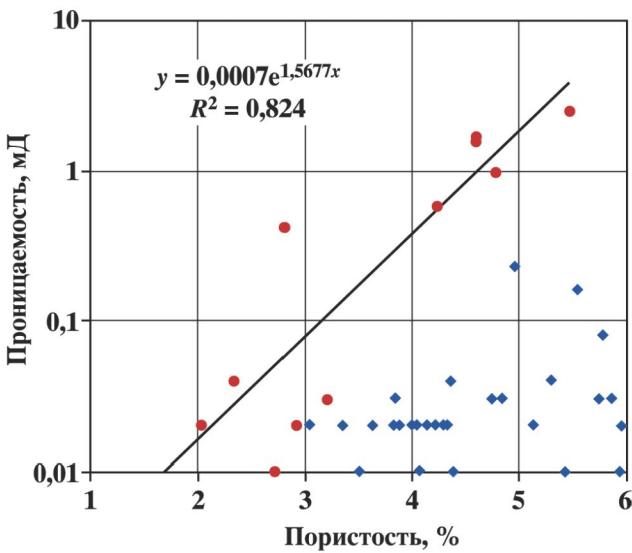


Рис. 1.9.6. Сопоставление абсолютной проницаемости с пористостью для терригенных отложений Западной Сибири (Вартовский свод).

Традиционно, породы с пористостью менее 5 % (и даже более) относят к неколлекторам

Таблица 1.5

Описание областей на сопоставлении $K_{\text{пр}}(K_{\text{нпр}})$

Область	По оси $K_{\text{пр}}$	По оси $K_{\text{нпр}}$
I	Высокий $K_{\text{пр}}$ – высокая гидродинамическая связность	Высокий $K_{\text{нпр}}$ – большое количество трещин, большая апертура, трещины незалечены
II	Высокий $K_{\text{пр}}$ – высокая гидродинамическая связность	Низкий $K_{\text{нпр}}$ – небольшое количество трещин, небольшая апертура, трещины залечены
III	Низкий $K_{\text{пр}}$ – низкая гидродинамическая связность	Низкий $K_{\text{нпр}}$ – небольшое количество трещин, небольшая апертура, трещины залечены

На рис. 1.9.5 также показано разделение коллекторов по величине водоудерживающей способности, обозначения аналогичны рис. 1.9.3. Можно отметить, что и при низкой, и при высокой водоудерживающей способности, проницаемость изменяется в широком диапазоне, от минимальных значений до максимальных.

Присутствие емкостей гранулярного типа выявляется по близости к огибающей (красная линия на рис. 1.9.2), рассчитанной по модели гранулярного коллектора. Непосредственное влияние трещин проявляется в понижении измеренных значений остаточной водонасыщенности относительно «реперных» значений $K_{\text{вн}}$ для модели гранулярного коллектора.

Коллекторы с высокой водоудерживающей способностью μ отличаются меньшей трещинной пористостью, в то время как коллекторы с минимальной водоудерживающей способностью отличаются повышенной трещиноватостью.

Сопоставление рассчитанных значений трещинной пористости с проницаемостью не выявляет зависимостей для коллектора в целом, но при разделении по водоудерживающей способности отмечаются зависимости $K_{\text{пр}}(K_{\text{нпр}})$.

При петрофизическом моделировании сложных коллекторов, включающих межзерновую и трещинную (кавернозную) емкость, необходимо четко определять границы применимости моделей.

В главе 2 показано, что применение фиксированного граничного значения общей пористости неэффективно. Однако для терригенных коллекторов даже при малой пористости до (5 %) отмечается достаточно высокая проницаемость (до 10 мД). На рис. 1.9.6 показано сопоставление абсолютной проницаемости с пористостью для терригенных отложений Западной Сибири. Традиционно, породы с пористостью менее 5 % (или даже более 5 %) относят к неколлекторам.

Однако, как показывают результаты лабораторных анализов, представленные на рис. 1.9.6, низкопористые терригенные отложения с низкими емкостными свойствами могут обладать проницаемостью до 10 мД. Этот вывод указывает на возможную существенную роль таких отложений в фильтрационных процессах и заслуживает детального изучения.

Изучение не только уплотненных терригенных отложений, но и глинистых толщ, способных экранировать нефтяные и газовые залежи, имеет большое научное и практическое значение. В целом глины пластичны, сильно уплотнены, но на глубокой стадии дегидратации они теряют эти свойства, и проницаемость их увеличивается благодаря появлению трещиноватости.

Пример на рис. 1.9.6 полностью подтверждает один из основных постулатов концепции ЭПП [63]: практикуемое в традиционной методологии обоснование выделения «неколлекторов» по корреляционным связям открытой пористости с остаточной водонасыщенностью, эффективной или динамической

пористостью приводит к искусственному отнесению к «неколлекторам» пород, реально обладающих не-нулевыми ФЕС. То есть в последующем – к их неадекватному учету при 3D геологическом и 3D гидродинамическом моделировании.

Данный пример демонстрирует типичную ситуацию, при которой из-за искусственного введения граничных значений фактические коллекторы с низкими ФЕС становятся «неколлекторами». Им рутинно присваиваются нулевые значения пористости и проницаемости при 3D геологическом и гидродинамическом моделировании, подсчете запасов. Формируемые в концепции АПП на месте некондиционных коллекторов («неколлекторов») пропластки с нулевой проницаемостью искажают геологическое строение залежей. То есть пластины искусственно рассматриваются как расчлененные, линзовидные. Между соответствующими прослойками или линзами заранее исключаются любые фильтрационные процессы.

В концепции ЭПП пропластки некондиционных коллекторов характеризуются фактически присущими им значениями ФЕС. То есть обладают низкими, но не нулевыми значениями пористости, проницаемости. В том числе через такие пропластки не исключаются фильтрационные течения по вертикали.

ГЛАВА 2

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОПИСАНИЯ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

2.1. К СИСТЕМАТИКЕ МОДЕЛЬНЫХ ОПИСАНИЙ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

К настоящему времени предложен ряд моделей связи $K_{\text{бо}}(K_{\text{п}})$ (табл. 2.1).

Эти модели получены по различным соображениям, они отличаются не только аналитическим выражениями, но и входящими в них параметрами. Их справедливость проверяется, прежде всего, по результатам петрофизических исследований керна. Поэтому естественно, что входящие в эти модели параметры должны быть непосредственно измеряемыми (или определяемыми через известные измеряемые параметры). Этому условию отвечает только модель 5°. Заметим, что по умолчанию во всех перечисленных моделях величина $K_{\text{гл}}$ обозначает объемное содержание твердой составляющей цемента.

Для анализа имеющихся моделей и их сопоставления необходимо выяснить связи между параметрами этих моделей с учетом механизма формирования остаточной водонасыщенности.

В модели 1° характеристики матрицы (скелета) не участвуют:

$$K_{\text{бо}} = K_{\text{бо гл.}} \quad (2.1.1)$$

Предполагается, что глинистая компонента рассеяна в твердой фазе. Согласно модели 1°, при отсутствии глинистой составляющей, для чистых неглинистых грануллярных коллекторов остаточная водонасыщенность отсутствует. Это следствие модели (2.1.1) противоречит экспериментальным данным, в общем случае коллектора $K_{\text{бо}} \neq 0$. Однако Б.Ю. Вендельштейн подчеркивает, что $K_{\text{п эф}}^{\max}$ при $K_{\text{гл}} = 0$ совпадает с текущим $K_{\text{п}}$ только в первом приближении [48].

Модель 2° широко распространена в зарубежной практике (см., например, [181, 185]). В ней не участвует водоудерживающая способность цемента коллектора:

$$K_{\text{бо}} = K_{\text{бо ск}}, \quad (2.1.2)$$

и полагается

$$K_{\text{п}}K_{\text{бо}} = \text{const.} \quad (2.1.3)$$

Модель 2° предложена для глинистых песчаников (рис. 2.1.1), причем постоянная const рассматривается, как эмпирическая характеристика литологического состава коллектора (в модели 5° эта величина является характеристическим параметром μ_0). Модель можно назвать «моделью неглинистого коллектора». Она применима только для грануллярных карбонатных коллекторов с карбонатным цементом. В [48] показано, что в этом случае кондиционное значение пористости полностью определяется водоудерживающей способностью матрицы, т.е. в карбонатах роль цемента в формировании ФЕС существенно менее значима, чем в терригенных.

Как следует из модели 5°, и подтверждается имеющимися экспериментальными данными, область применимости палетки (рис. 2.1.1) определена неверно: именно для глинистых песчаников она неприменима.

В модели 4° предполагаются известными содержания адсорбированной воды в микрокапиллярах (порах) глинистого и карбонатного цемента в долях объема твердой компоненты глинистого и карбонатного цемента $\omega_{\text{адс}}, \omega_{\text{кап}}$, наряду с объемными содержаниями глинистой и карбонатной компонент ($K_{\text{гл}}$,

Таблица 2.1

Петрофизические модели остаточной водонасыщенности

Автор(ы)	Параметры	Модель	Номер модели
Вендельштейн, 1966	$K_{\text{гл}}, K_{\text{п гл}}$	$K_{\text{бо}} = K_{\text{гл}}K_{\text{п гл}}/[K_{\text{п}}(1 - K_{\text{п гл}})]$	1°
Coates и др., 1974	$K_{\text{п ск}}, K_{\text{бо ск}}$	$K_{\text{бо}} = K_{\text{п ск}}K_{\text{бо ск}}/K_{\text{п}}$	2°
Леонтьев, Ефимов, 1978	$K_{\text{п ск}}, K_{\text{бо ск}}, K_{\text{гл}}, K_{\text{п гл}}$	$K_{\text{бо}} = K_{\text{п ск}}K_{\text{бо ск}}/K_{\text{п}} + K_{\text{гл}}K_{\text{п гл}}/[K_{\text{п}}(1 - K_{\text{п гл}})]$	3°
Элланский, 1999	$K_{\text{бо ск}}, \omega_{\text{адс}}, K_{\text{гл}}, \omega_{\text{кап}}, K_{\text{карб}}$	$K_{\text{бо}} = K_{\text{бо ск}}(1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб}}) + (\beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб}}), \beta_{\text{гл}} = \omega_{\text{адс}}K_{\text{гл}}/K_{\text{п}}, \beta_{\text{карб}} = \omega_{\text{кап}}K_{\text{карб}}/K_{\text{п}}$	4°
Кожевников, Коваленко, 2000	$\Delta\mu, \mu_0, M$	$K_{\text{бо}} = (\mu_0 + \gamma M)/K_{\text{п}} - \gamma, \gamma = \Delta\mu/(M - \Delta\mu - \mu_0)$	5°
Сапожников, 2008	$K_{\text{бо ск}}, \omega_{\text{адс}}, K_{\text{гл}}$	$K_{\text{бо}} = K_{\text{бо ск}} + \beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{гл}}(1 - \beta_{\text{гл}})^2$	6°

$K_{\text{карб}}$). Так как параметры $\omega_{\text{адс}}, \omega_{\text{кап}}$ непосредственно не измеряются, необходимо их априорное задание на основании неких дополнительных данных.

Хотя в модели 4° $K_{\text{бо}}$ цемента складывается из карбонатной и глинистой составляющих, полная водоудерживающая способность коллектора не равна сумме остаточных водонасыщенностей матрицы и цемента и описывается выражением:

$$K_{\text{бо}} = K_{\text{бо ск}} + K_{\text{бо цемента}} - K_{\text{бо ск}}K_{\text{бо цемента}}, \quad (2.1.4)$$

$$K_{\text{бо цемента}} = K_{\text{бо гл}} + K_{\text{бо карб}} = \beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб}}, \quad (2.1.5)$$

где $K_{\text{бо ск}}$ остаточная вода скелета (матрицы).

Для глинистого цемента:

$$\beta_{\text{гл}} = \omega_{\text{адс}}K_{\text{гл}}/K_{\text{п}} = K_{\text{гл}}K_{\text{п гл}}/K_{\text{п}}(1 - K_{\text{п гл}}) = K_{\text{бо гл}}. \quad (2.1.6)$$

Для карбонатного цемента

$$\beta_{\text{карб}} = \omega_{\text{кап}}K_{\text{карб}}/K_{\text{п}} = K_{\text{карб}}K_{\text{п карб}}/K_{\text{п}}(1 - K_{\text{п карб}}) = K_{\text{бо карб}}. \quad (2.1.7)$$

Формально подход в модели 4° соответствует уменьшению остаточной воды матрицы (скелета) в присутствии цемента. Т.е. пропорционально увеличению содержания цемента происходит уменьшение остаточной воды скелета [177, 178].

С физической точки зрения такой процесс объяснить невозможно. Для его реализации необходимо замещение остаточной воды скелета цементом. Содержание остаточной воды скелета обусловлено действием адсорбционных и капиллярных сил, при этом остается неясным, за счет чего действие этих сил может меняться, если в емкостном пространстве коллектора присутствует цемент, и каким образом цемент «аннигилирует» адсорбированную скелетом воду.

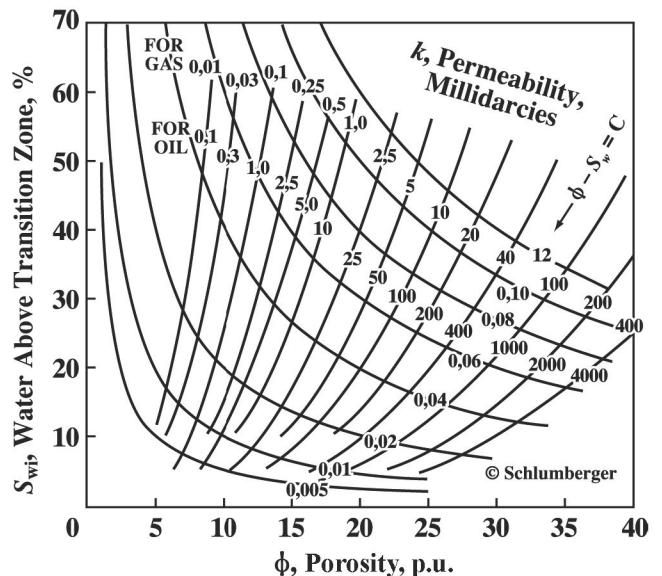
Можно показать, что, согласно модели 4°, при $K_{\text{бо}} = 1, K_{\text{бо}} = K_{\text{бо цемента}} = 1$, т.е. вклад воды скелета (матрицы) полностью исключается. При этом $K_{\text{гл}} \neq 1$, т.е. полагается, что в породе присутствуют зерна скелетной фракции, но водоудерживающая способность этих зерен исключается. Этот вывод противоречит самой модели 4°, так как, если $K_{\text{гл}} = 0$, то $K_{\text{бо}} = K_{\text{бо ск}}$ – зерна обладают водоудерживающей способностью.

Модель 6° представляет объединение моделей 3°, 5° и подхода М.М. Элланского:

$$K_{\text{бо}} = K_{\text{бо ск}} + K_{\text{бо ц}} + K_{\text{бо ц}}(1 - K_{\text{бо ц}})^2. \quad (2.1.8)$$

В модели 6°, во-первых, происходит сложение остаточной воды матрицы и цемента (собст-

Рис. 2.1.1. Палетка зависимости остаточной водонасыщенности от пористости для определения объемной остаточной водонасыщенности (2.1.2) и количественного прогноза проницаемости, рекомендованная для «чистых» и глинистых песчаников с различным нефтегазонасыщением [185]



венных), во-вторых, добавляется объем остаточной воды $K_{\text{во ц}}(1 - K_{\text{во ц}})^2$, который, согласно [153], представляет воду, блокированную цементом в макрокапиллярах.

Можно высказать два аргумента, чтобы усомниться в справедливости модели 6° . С одной стороны, цементация коллектора происходит за счет того, что частицы пелитовой фракции заполняют пространство макрокапилляров, замещая, а не блокируя, подвижную воду. С другой стороны, блокировка каналов, действительно, возможна в случае присутствия ССО или образования, например, «лепестков» хлорита. При этом определенный объем воды удерживается, переходя в «блокированное» или рыхлосвязанное состояние. Опериуя параметром «пористости цемента» такую воду учесть невозможно, так как неизвестна ни фактическая «пористость» такого цемента, ни процентное содержание «блокированных» пор. Предположение, что долю таких пор можно описать слагаемым, представляющим некую вероятность наступления одного из двух независимых событий, требует специального обоснования.

В работе [57] предложена модель терригенной породы 3° , компонентами которой являются памито-алевритовая фракция, глинистый цемент и пластовый флюид. Параметрами являются открытая пористость, объемная глинистость, пористость глинистого цемента, емкость матрицы и количество пластовой воды, удерживаемой на поверхности зерен адсорбционными и капиллярными силами ($K_{\text{во ск}}$). Эта модель может быть приведена к аналитической зависимости $K_{\text{во}}(K_{\text{п}})$, совпадающей с моделью 5° .

В моделях 3° и 5° остаточная водонасыщенность представлена суммой остаточной водонасыщенности скелета (матрицы) и остаточной водонасыщенности цемента:

$$K_{\text{во}} = K_{\text{во ск}} + K_{\text{во цемента}}. \quad (2.1.9)$$

Введение «пористости цемента», как одного из управляющих параметров модели 3° значительно затрудняет ее практическое применение. Определение этого параметра в лабораторных условиях невозможно, прямого способа не существует [35].

В условиях естественного залегания, при смене геохимической обстановки образования коллектора, в условиях неопределенной морфологии емкостного пространства, состава и свойств цемента, представленного, как правило, смесью глинистых минералов, определение «пористости цемента» представляется задачей исключительной сложности. В [128] на основании применения модели 3° рекомендовано использовать в качестве $K_{\text{п гл}}$ постоянное значение ($K_{\text{п гл}} = 0,45$). Но эта рекомендация не позволяет учитывать неоднородность коллекторов. Для изучения эффективной пористости модель 3° не использовалась.

Модель 5° была предложена для преодоления этих трудностей. Она аналитически описывает эффективную пористость без использования гипотетических параметров, в первую очередь, таких как «пористость цемента» (пелитовая фракция адсорбирует воду не только в межзерновых порах, но и на поверхности зерен; отношение адсорбированной цементом воды к объему цемента не полностью соответствует понятию «пористость»).

Характеристические параметры модели 5° позволяют аддативно настраивать зависимость $K_{\text{во}}(K_{\text{п}})$ непосредственно по результатам керновых анализов и вычислять коэффициент набухания цемента коллектора. Эти же характеристические параметры необходимы для настройки аддативных алгоритмов интерпретации данных ГИС даже при дефиците керновой информации или ее отсутствии.

2.2. ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ МОДЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОЙ ПОРИСТОСТИ

Между характеристическими параметрами различных моделей могут быть установлены связи. В [100] отмечено, что параметры модели 3° выражаются через параметры модели 5° следующим образом:

$$K_{\text{п ск}} = M - \text{пористость матрицы}; \quad (2.2.1)$$

$K_{\text{во ск}} = a - \text{остаточная вода матрицы};$

$$K_{\text{п ск}} K_{\text{во ск}} = \mu_0 - \text{водоудерживающая способность матрицы}; \quad (2.2.3)$$

$$K_{\text{гл}} = M - K_{\text{п}} - \text{объемная глинистость} \quad (2.2.4)$$

(под $K_{\text{гл}}$ понимается только твердая составляющая цемента);

$$K_{\text{п гл}} = (\mu - \mu_0)/(M - \mu_0) = \Delta\mu/(M - \mu_0) = \Delta\mu / K_{\text{п ск}}^{\max} - \Delta\mu / K_{\text{п ск}}^{\max} \text{ пористость цемента.} \quad (2.2.5)$$

Характеристические параметры модели 5° можно представить через параметры модели 3°.
Водоудерживающая способность коллектора

$$\mu = K_{\text{п ск}} [K_{\text{п гл}} (1 - K_{\text{бо ск}}) + K_{\text{бо ск}}]. \quad (2.2.6)$$

Полная водоудерживающая способность матрицы

$$\mu_0 = K_{\text{п ск}} K_{\text{бо ск}}. \quad (2.2.7)$$

Водоудерживающая способность цемента

$$\Delta\mu = K_{\text{п гл}} K_{\text{п ск}} (1 - K_{\text{бо ск}}). \quad (2.2.8)$$

Коэффициент набухания

$$B = 1/(1 - K_{\text{п гл}}). \quad (2.2.9)$$

Петрофизический инвариант

$$\Psi = 1 - K_{\text{гл}} / [(1 - K_{\text{п гл}}) K_{\text{п ск}} (1 - K_{\text{бо ск}})] = 1 - K_{\text{гл}} / [(1 - K_{\text{п гл}}) K_{\text{п эф}}^{\max}]. \quad (2.2.10)$$

С учетом твердой составляющей и удерживаемой воды коэффициент глинистости $K_{\text{гл}}^*$ (набухшей) равен

$$K_{\text{гл}}^* = K_{\text{гл}} + K_{\text{гл}} K_{\text{п гл}} / (1 - K_{\text{п гл}}) = K_{\text{п эф}}^{\max} - K_{\text{п эф}} = K_{\text{п эф}}^{\max} (1 - \Psi). \quad (2.2.11)$$

Коэффициент глинистости $K_{\text{гл}}^*$ (набухшей) совпадает с агрегатной глинистостью $K_{\text{гл агр}}$ (1.4.2).

Изложенные результаты представлены графически. На рис. 2.2.1, а по результатам анализов керна выделены коллекторы с различной водоудерживающей способностью. Синие – водоудерживающая способность 12 %, красные – 9,8 % (пласт ЮС₁ Западной Сибири). На рис. 2.2.1, б показаны соответствующие выделенным на рис. 2.2.1, а коллекторам распределения содержаний глинистых минералов в цементе с различной водоудерживающей способностью. Видно, что для коллекторов с большей водоудерживающей способностью (синие) снижается вклад каолинита при одновременном увеличении вкладов хлорита, гидрослюды и ССО. Коллекторы с различной водоудерживающей способностью также дифференцируются по пористости цемента. На рис. 2.2.2 показано сопоставление коэффициента $K_{\text{гл}}^*$ набухшей глинистости (объемной глинистости) с коэффициентом твердой составляющей глинистости для этих же коллекторов. Коэффициент объемной глинистости больше для коллекторов с большей водоудерживающей способностью.

Модель 5° принципиально отличается от других моделей (см. табл. 2.1) реализованным подходом к описанию остаточной водонасыщенности. В отличие от описания «изнутри» и оперирования микропараметрами, модель 5° основана на макроописании связи $K_{\text{бо}}(K_{\text{п}})$.

Подчеркнем, что значения водоудерживающих способностей μ_0 матрицы и $\Delta\mu$ цемента определяются независимо, причем величина μ_0 не зависит от минерального состава цемента, а величина $\Delta\mu$ не зависит от состава матрицы.

Петрофизическая база позволяет выяснить, в какой степени сложные коллекторы подчиняются общим закономерностям (описываемым петрофизическими моделями), а в какой проявляются их индивидуальные (морфологические) особенности. Для анализа строятся и изучаются поля корреляции между основными петрофизическими и фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов; проверяется и подтверждается адекватность эмпирических данных соответствующим петрофизическими моделям.

Методика обработки керновых данных заключается в построении полей корреляции между основными петрофизическими и фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, их анализе с переходом от эмпирического уровня на уровень петрофизических моделей для более точного определения результатов интерпретации, в особенности, для сложных коллекторов. Для этого по петрофизическим моделям определяются следующие параметры: неснижаемая водонасыщенность – параметр a , емкость матрицы (максимальная пористость скелета) M , полная водоудерживающая способность коллектора – μ и водоудерживающая способность матрицы – μ_0 .

Емкость матрицы и неснижаемая водонасыщенность определяются по полю корреляции $K_{\text{бо}}(K_{\text{п}})$. На оси графика $K_{\text{бо}}(K_{\text{п}})$ выделяется характерная точка a , которая показывает объем воды, удерживаемой матрицей. На оси $K_{\text{п}}$ точка M – емкость матрицы. Для сложных полиминеральных песчано-глинистых и

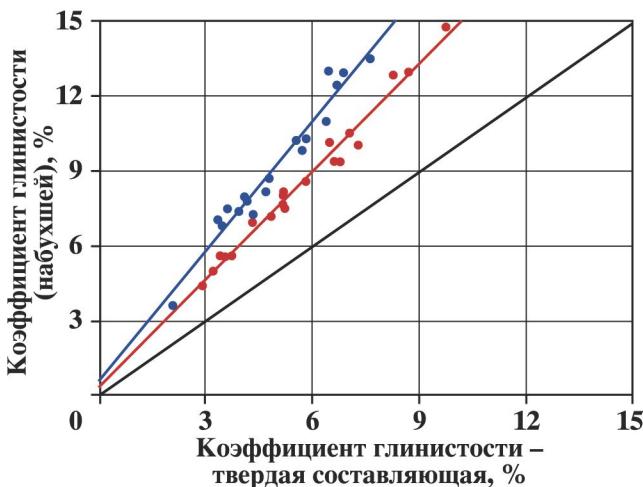
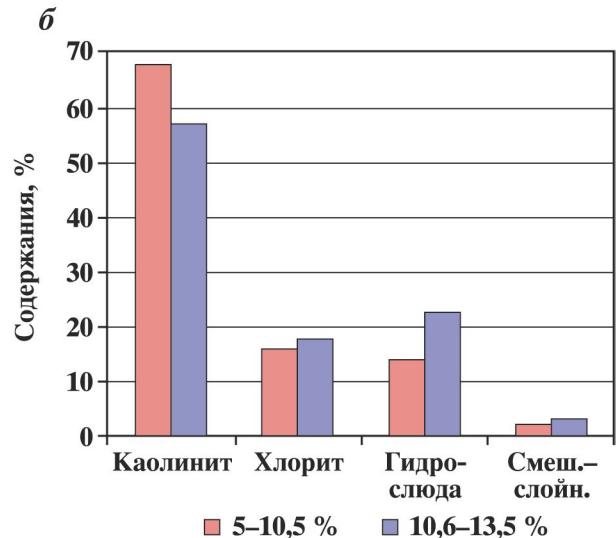
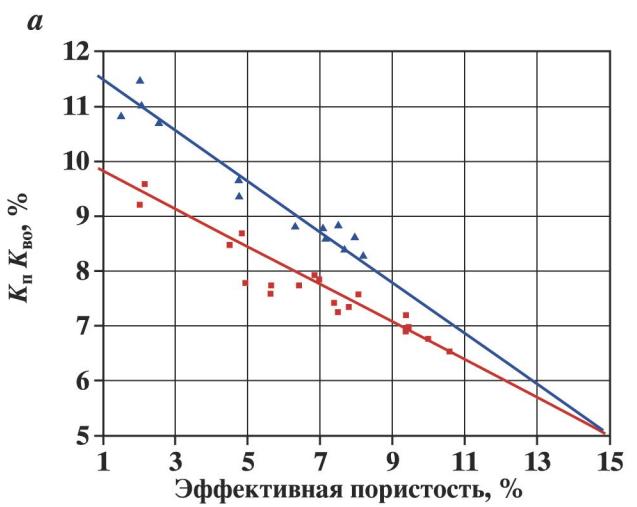


Рис. 2.2.1. Выделение коллекторов с различной водоудерживающей способностью (а) и соответствующие им распределения содержаний глинистых минералов в цементе коллекторов с различной водоудерживающей способностью (б)

Рис. 2.2.2. Сопоставление коэффициента набухшей глинистости (объемной глинистости) с коэффициентом твердой составляющей глинистости для коллекторов на рис. 2.2.1

гранулярных карбонатных коллекторов это поле корреляции заключено между двумя ветвями (образующими). Нижняя ветвь соответствует карбонатному цементу, так как для карбонатного цемента водоудерживающая способность практически близка к нулю. Верхняя ветвь соответствует глинистому цементу, и эта размытость поля корреляции всегда характеризует неоднородность коллектора.

Водоудерживающая способность матрицы непосредственно не измеряется, но может быть вычислена по значениям остаточной водонасыщенности a и емкости матрицы M , определенным по полю корреляции $K_{\text{вo}}(K_{\Pi})$. Если коллекция керна непредставительна, то определение параметров M и a затруднено.

Далее для более точного определения максимального значения эффективной пористости строится график объемной остаточной водонасыщенности от эффективной пористости $K_{\text{вo}}K_{\Pi}(K_{\Pi \text{ эф}})$, по которому наиболее надежно определяются параметры $(M - \mu_0)$ и μ_0 .

Более наглядно настройка петрофизических моделей рассматривается в следующем разделе.

2.3. ЗАВИСИМОСТЬ ЕМКОСТИ МАТРИЦЫ ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОТ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ

Уже на ранних этапах развития петрофизики потребности промысловой и разведочной геофизики обусловили интерес к изучению закономерностей изменения с глубиной пористости и объемной плотности горных пород [20, 48, 127, 128, 147].

Однако для одного и того же коллектора объемная плотность и пористость не являются устойчивыми характеристиками, поскольку первая зависит от второй (для гранулярных коллекторов общая и открытая пористости практически совпадают), а последняя определяется объемным содержанием цемента (пелитовой фракции), его минеральным составом, изменяющимся в соответствии с законом «скольжений фаций» А.Н. Головкинского, и изменением гидрохимической обстановки (появлением разбухающих глинистых минералов). Устойчивой характеристикой коллектора может быть только пористость матрицы M , и только для нее задача изучения зависимости M от глубины залегания является петрофизически корректной.

По-видимому, впервые на это обратил внимание Е.И. Леонтьев, который построил зависимость M от глубины залегания, используя в качестве критерия неглинистого коллектора минимальную величину остаточной водонасыщенности. В работе [128] для коллекторов Уренгойского, Медвежьего, Комсомольского, Самотлорского, Мамонтовского месторождений ПК₁ ($K_{\text{бо}} < 20\%$), П ($K_{\text{бо}} < 15\%$), АВ₁₋₅ ($K_{\text{бо}} < 15\%$), БВ_{8, 10} ($K_{\text{бо}} < 15\%$), БС₁₀ ($K_{\text{бо}} < 25\%$) приведена следующая аппроксимация полученной зависимости $M(H)$:

$$M(H) = M_0 (1 - aH), \quad (2.3.1)$$

где $M_0 = 48\%$, $a = 6,6$. Результаты Е.И. Леонтьева, однако, не очень надежны, поскольку низкой остаточной водонасыщенностью могут обладать породы с цементом низкой водоудерживающей способности (карбонатный цемент или каолинит), не характеризующие пористость матрицы.

Пористость матрицы обычно определяется как верхняя граница диапазона изменения пористости по соответствующему статистическому распределению, при условии представительности коллекции керна в области высоких значений. Это условие не всегда выполнимо: без соблюдения специальных мер (замораживание) хрупкие образцы с низким содержанием цемента нередко рассыпаются и на поверхность не выносятся.

Дополнительным критерием правильности определения M служит расположение огибающих (горизонтальной и наклонной прямых) на полигоне «объемная остаточная водонасыщенность – эффективная пористость». В последнем случае искомые параметры определяются уже не по локальной группе точек в области высоких пористостей, а во всем диапазоне изменения эффективной пористости. Так пористость матрицы может быть установлена даже при отсутствии в коллекции керна образцов с высокой пористостью.

На рис. 2.3.1 приведены полигоны $K_{\text{бо}}(K_{\text{п}})$ для коллекторов одинаковых литотипов (мелкозернистые песчаники слюдистые с глинистым и карбонатным цементом), залегающих в одном интервале глубин (2610–2670 м) на разных месторождениях: синие точки – пласт БС₁₀ (Северо-Кочевское месторождение), красные – БС₄ (Приразломное месторождение). Красные кривые – огибающие для цемента с высокой и низкой водоудерживающей способностью, черная – для цемента с нулевой водоудерживающей способностью. Для пласта БС₄ отсутствуют образцы (коллекторы) с пористостью, близкой к пористости матрицы. Однако то, что некоторые красные точки расположены вблизи черной кривой можно рассматривать как указание на то, что как для пласта БС₁₀, так и для БС₄ в рассмотренном интервале глубин существует одинаковая пористость матрицы. Зелеными точками на рис. 2.3.1 показан полигон $K_{\text{бо}}(K_{\text{п}})$ для алевролитов и алевропесчаников для пласта БВ₁₈₋₂₂ (Нонг-Еганское месторождение).

Для изучения изменения пористости матрицы песчаников (мелко и реже среднезернистых) с глубиной мы рассматривали полигоны $\{K_{\text{бо}} - K_{\text{п}}\}$ и $\{K_{\text{п}}K_{\text{бо}} - K_{\text{п, эф}}\}$ в последовательности некоторых ограниченных интервалов глубин для распространенных терригенных коллекторов Нижневартовского и Сургутского сводов АВ, БВ, БС, БП₁₄, ЮВ, Ю. Величина выбранных интервалов составляла в среднем 25 м в диапазоне глубин от 2250 до 2870 м. Не располагая данными инклинометрии по каждой скважине, мы предполагали разведочные скважины вертикальными, т.е. считали, что глубина отбора керна соответствует вертикальной глубине. В полигоне каждого интервала глубин были рассчитаны верхняя и нижняя огибающие (соответственно для максимальной и минимальной водоудерживающих способностей глинистого цемента). Пористость матрицы M определялась по абсциссе точки пересечения этих огибающих, и дополнительно контролировалась по сопоставлению $K_{\text{п}}K_{\text{бо}}(K_{\text{п, эф}})$ в исследуемом интервале глубин (рис. 2.3.1 и 2.3.2). Полученные результаты приведены в табл. 2.2 и табл. 2.3. В крайнем правом столбце табл. 2.3 разность ($\mu_{\max} - \mu_{\min}$) показывает, что диапазон изменения водоудерживающей способности цемента в пределах рассмотренных глубин может достигать почти 17 %.

Рис. 2.3.3 иллюстрирует контрастное смещение полигонов $K_{\text{бо}}(K_{\text{п}})$ в область снижения пористости матрицы с увеличением глубины залегания коллекторов.

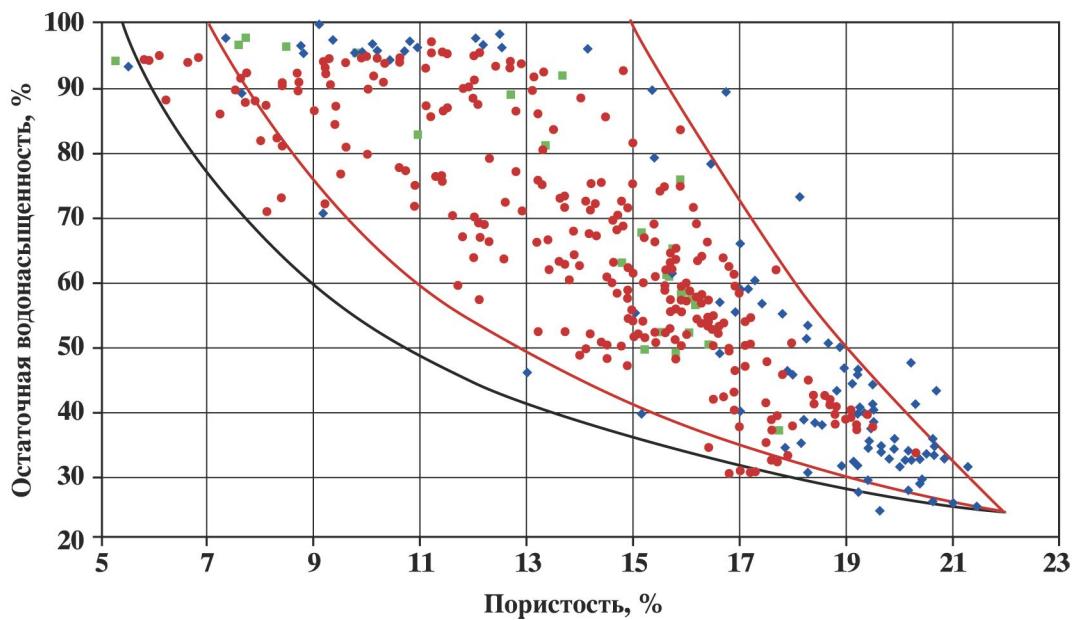


Рис. 2.3.1. Полигоны $K_{bo}(K_n)$ для пластов: синие точки – БС₁₀ (Северо-Кочевское месторождение), красные – БС₄ (Приразломное месторождение), зеленые – БВ₁₈₋₂₂ (Нонг-Еганское месторождение), залегающих в интервале глубин 2610–2670 м

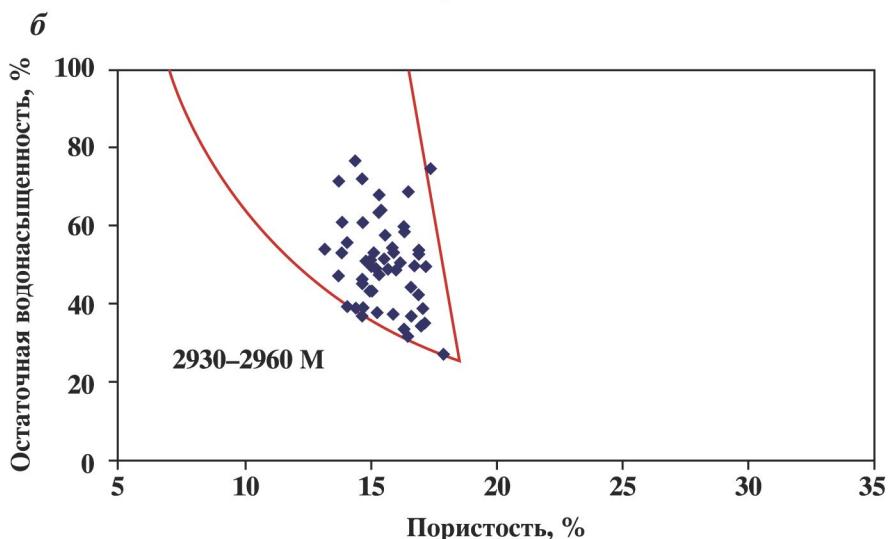
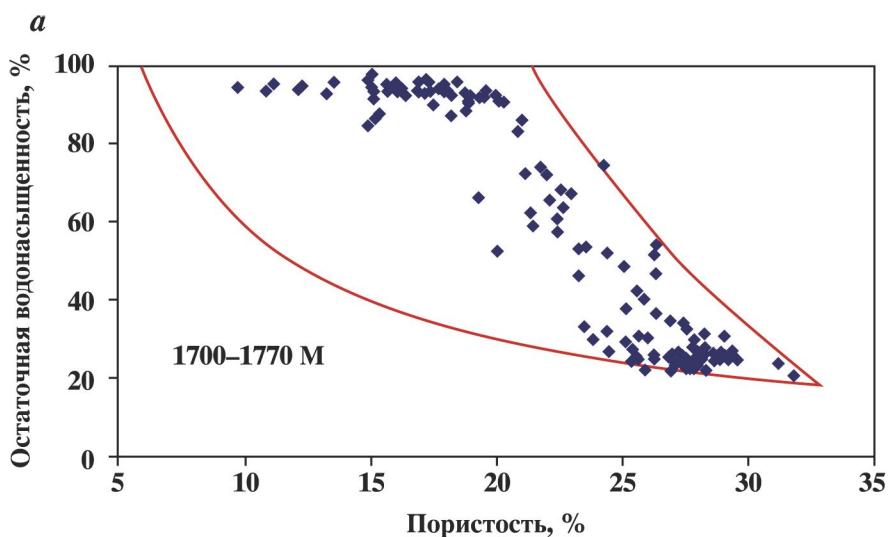


Рис. 2.3.2. Полигоны $K_{bo}(K_n)$ для коллекторов АВ₁ Мысхпайского (а) и БП₁₄ Тарасовского (б) месторождений

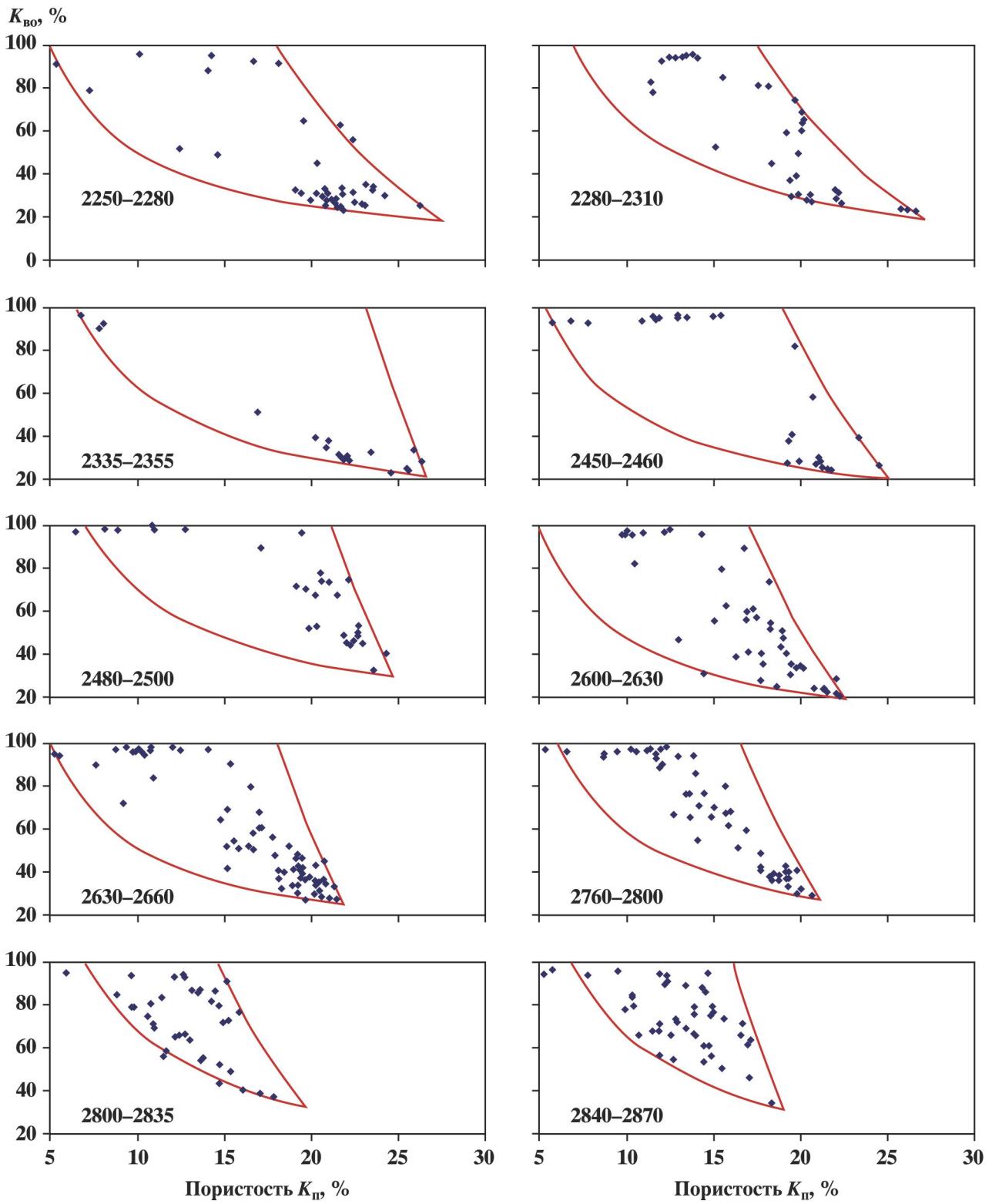


Рис. 2.3.3. Зависимости $K_{bo}(K_n)$ в различных интервалах глубин (пласти АВ, БВ, БС, ЮВ)

Аналитическая аппроксимация $M(H)$ данных табл. 2.2 (куда добавлены данные по пластам сеномана из работ [159, 160]) имеет вид:

$$M(H) = M_0 \exp[-\beta_1 H^3 - \beta_2 H^{0.5}], \quad (2.3.2)$$

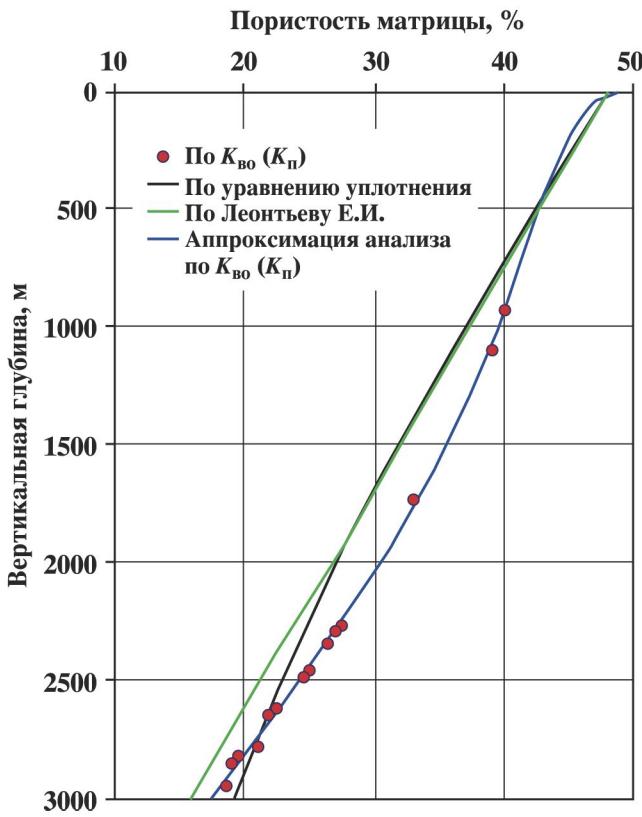


Рис. 2.3.4. Зависимость пористости матрицы коллекторов от глубины залегания

Таблица 2.2

Пористость матрицы M для коллекторов Западной Сибири по данным анализа сопоставлений $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$, $K_{\text{n}}K_{\text{бо}}(K_{\text{n}} \text{эфф})$ (см. рис. 2.3.3) и аппроксимации (2.3.2)

№ п/п	Пласт	Интервал глубин, м	Средняя глубина, м	$M, \%$ (по керну)	$M, \%$ (по (2.3.2))
1	Сеноман*	900–960	930	40,0	37,9
2	ПК ₁ * сено-ман	1090–1110	1100	37,0	37,7
3	AB ₁	1700–1770	1735	33,0	33,2
4	BB ₂ , AB ₈₋₁	2250–2280	2265	26,5	26,2
5	BB ₃	2280–2310	2295	26,0	26,8
6	BB ₀	2335–2355	2345	26,4	26,1
7	BC ₁₁₋₁	2450–2460	2455	25,0	24,7
8	BB ₄	2480–2500	2490	24,5	24,3
9	BC _{10 2-3}	2600–2630	2615	22,5	22,6
10	BB ₁₈₋₂₂ , BC _{10 2-3}	2630–2660	2645	21,8	22,2
11	Ю ₀₋₁ , ЮВ ₁	2760–2800	2780	21,0	20,4
12	ЮВ ₁	2800–2835	2820	17,5	17,8
13	Ю, ЮВ ₁	2840–2870	2855	17,0	17,4
14	БП ₁₄	2930–2960	2945	17,6	17,2

*По данным [159, 160].

с коэффициентом корреляции $r = 0,99$, где вертикальная глубина $[H] = \text{м}$, $M_0 = 47,9 \%$; $\beta_1 = 2,6E - 11 (\text{м}^{-1})$, $\beta_2 = 0,006 (\text{м}^{-1})$. Соответствующий график показан на рис. 2.3.4, где приведена также линия зависимости $M(H)$, рассчитанная по теории необратимого уплотнения пород [48]:

$$M(H) = M_0 E(H) / \{1 - M_0[1 - E(H)]\};$$

$$E(H) = \exp(-\Delta\beta_{\text{n}}H);$$

$$\Delta = \delta_{\text{n}} - \delta_{\phi}, \quad (2.3.3)$$

где β – коэффициент необратимого уплотнения ($0,033 \text{ МПа}^{-1}$); δ_{n} и δ_{ϕ} – средние плотности пород и пластового флюида соответственно, g – ускорение свободного падения.

Отличие зависимости (2.3.2) от теоретической (2.3.3) свидетельствует о наличии факторов, осложняющих монотонное уплотнение. На изменение M с глубиной, помимо механического уплотнения, влияют эпигенетические процессы растворения под давлением при фильтрации поровых вод (коррозия зерен кварца, растворение зерен полевого шпата, растворение и вынос карбонатных включений) и аутогенное минералообразование. Эти процессы обусловлены нисходящими и восходящими потоками пластовых вод вследствие термодинамического градиента давления, порождаемого нагреванием или охлаждением горных пород [48, 50].

После стадии диагенеза и первичного уплотнения, коррозия кварца и растворение кальцита препятствуют уменьшению пористости. В зависимости от термобарических условий этот процесс продолжается до глубин 1800–2500 м. Ниже примерно 2500 м, наоборот, в емкостном пространстве может выделяться вторичный кальцит, наблюдается постепенное уплотнение пород и уменьшение пористости [147]. После заполнения емкостного пространства нефтью вторичное минералообразование прекращается [155]. Зависимость (2.3.2) показывает, что эти процессы влияли на формирование коллекторов Нижневартовского и Сургутского сводов Западной Сибири. Зависимость $M(H)$, по-видимому, не может быть универсальной для различных регионов, и для ее обоснования целесообразно использовать методику петрофизического районирования [48, 169].

Для коллекторов со сложной морфологией емкостного пространства (карбонатные, вулканогены), в отличие от гранулярных, вряд ли можно рассчитывать на наличие устойчивой зависимости $M(H)$ вследствие наложения процессов образования вторичной пористости (растворение, регенерация, коррозия, перекристаллизация) и тектонических напряжений (трещины, капилляры). Этот вопрос заслуживает специального изучения.

2.4. ВОДОУДЕРЖИВАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ МАТРИЦЫ

Обратимся к закономерностям изменения водоудерживающей способности матрицы μ_0 . Этот параметр определяет ордината пересечения образующих полигона $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$ или ордината горизонтальной образующей на полигоне $K_{\text{n}}K_{\text{бо}}(K_{\text{n}} \text{ эф})$. Данные табл. 2.3 свидетельствуют об относительной устойчивости этой величины, которая изменяется в узком диапазоне со средним значением $\bar{\mu}_0 = 5,56\%$ (терригенные коллекторы Нижневартовского и Сургутского сводов Западной Сибири).

На рис. 2.4.1 показано сопоставление остаточной водонасыщенности матрицы a с ее пористостью M , установленными по изменениям полигонов $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$ с увеличением глубины залегания коллекторов (см. табл. 2.3) и соответствующая теоретическая линия связи $a = \bar{\mu}_0/M$.

Таблица 2.3

Значения характеристических параметров $\{\mu_0, \mu_{\min}, \mu_{\max}\}$ коллекторов (см. табл. 2.2)

№ п/п	Пласт	Глубина, м	$\mu_0, \%$	$\mu_{\min}, \%$	$\mu_{\max}, \%$	$(\mu_{\max} - \mu_{\min}), \%$
3	AB ₁	1735	6,0	6,0	21,5	15,5
4	BB ₂ ,	2265	5,0	5,0	17,0	13,0
	AB ₈₋₁					
5	BB ₃	2295	5,0	6,0	16,5	6,5
6	BB ₀	2345	5,5	6,5	23,0	16,5
7	BC ₁₁₋₁	2455	5,0	5,5	17,0	13,5
8	BB ₄	2490	6,7	6,7	21,0	14,3
9	BC _{10 2-3}	2615	4,0	5,0	16,0	12,0
10	BB ₁₈₋₂₂ ,	2645	5,0	5,0	17,0	13,0
	BC _{10 2-3}					
11	Ю ₀₋₁ ,	2780	5,5	6,0	16,5	6,5
	ЮВ ₁					
12	ЮВ ₁	2820	6,0	6,0	14,5	6,5
13	Ю, ЮВ ₁	2855	6,0	6,0	16,2	7,2
14	БП ₁₄	2945	6,0	6,0	16,5	7,5

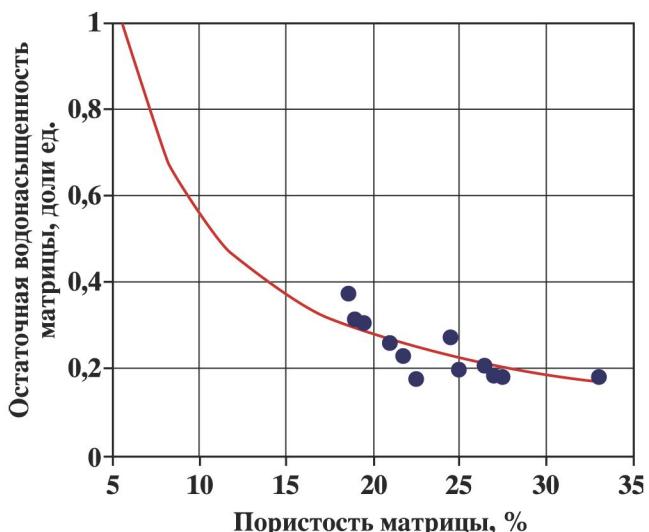


Рис. 2.4.1. Сопоставление остаточной водонасыщенности матрицы a с ее пористостью M , установленными по изменениям полигонов $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$ с увеличением глубины залегания коллекторов (см. табл. 2.3) и теоретическая линия связи $a = \bar{\mu}_0/M$

На рисунке видно, что с увеличением глубины (уменьшением пристости матрицы) происходит увеличение остаточной водонасыщенности матрицы в объеме пористости a , хотя остаточная водонасыщенность матрицы в объеме коллектора μ_0 практически не изменяется.

2.5. ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ЦЕМЕНТА НА ВОДОУДЕРЖИВАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ КОЛЛЕКТОРА

Сопоставление $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$ – это полигон, содержащий исключительно ценную информацию о коллекторских свойствах породы. Высокая корреляция остаточной водонасыщенности с пористостью существует только для однородных коллекторов с мономинеральным составом глинистого цемента.

Изменение соотношений между содержаниями глинистых минералов (гидрослюды, хлорит, каолинит, ССО) в матрице и/или цементе приводят к изменениям удельной поверхности, адсорбционной способности, показателя гидрофильности, и др. Диапазоны этих изменений отражают неоднородность коллекторов, что проявляется в разбросе точек на зависимостях $K_{\text{вс}}(K_{\text{п}})$ и $K_{\text{вс}}K_{\text{п}}(K_{\text{п эф}})$.

Определенной водоудерживающей способности коллектора соответствует определенное соотношение глинистых минералов. Далее показаны примеры, подтверждающие справедливость данного вывода.

Твердую фазу коллектора разделяют на две составляющие: матрица (скелет или жесткая составляющая) и цемент (пластичная или глинистая составляющая).

Глинистые минералы по своим физическим свойствам резко отличаются от минералов скелетной матрицы. С изменением содержания глинистого материала закономерно изменяются эффективная и динамическая пористость, проницаемость, остаточная флюидонасыщенность. Содержание в породе глинистого материала является одним из основных факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором, и одновременно существенно влияет на петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации данных ГИС.

Изменение соотношений между содержаниями глинистых минералов (гидрослюды, хлорит, каолинит, ССО) в матрице и/или цементе приводят к изменениям удельной поверхности, адсорбционной способности, показателя гидрофильности, и др. Диапазоны этих изменений отражают неоднородность коллекторов, что проявляется в разбросе точек на зависимостях $K_{\text{вс}}(K_{\text{п}})$ и $K_{\text{вс}}K_{\text{п}}(K_{\text{п эф}})$. Разброс точек в поле корреляции обусловлен не только погрешностями измерений, но и различиями петрофизических свойств глинистых минералов, входящих в состав матрицы и цемента. Петрофизической информативностью обладают конфигурация поля корреляции и степень разброса точек в поле корреляции.

Таким образом, подход, основанный на попытках применения при интерпретации данных ГИС результатов некой усредненной корреляции связи $K_{\text{вс}}(K_{\text{п}})$, заранее ведет к погрешностям, так как не учитывает неоднородность коллектора.

Ранее нами было показано, что зависимость $K_{\text{вс}}(K_{\text{п}})$ представляет собой объединение зависимости содержания остаточной воды в матрице и зависимости содержания остаточной воды, удерживаемой цементом.

Физически связанные адсорбированная вода и обменные гидратированные катионы образуют на поверхности твердой фазы глинистых минералов слои с аномальными физическими свойствами (аномальные слои), отличными от свойств свободной воды. Глинистые минералы цемента в осадочных породах обычно присутствуют в тонкодисперсном состоянии и обладают огромной удельной поверхностью, которая адсорбирует молекулы воды и отдельные катионы.

На рис. 2.5.1 показаны фотографии глинистых минералов, сделанные В.Г. Виноградовым [27]. Неразбухающий каолинит представлен зернами. Минералы с высокой водоудерживающей способностью (хлорит, гидрослюды) представляют собой принципиально иные образования с высокой удельной поверхностью.

В условиях естественного залегания цемент коллекторов, как правило, представлен смесью минералов. В зависимости от преобладания определенных минералов свойства цемента меняются. При этом каждому значению коэффициента набухания цемента соответствует отдельная зависимость на плоскости $K_{\text{вс}}(K_{\text{п}})$. Все эти зависимости являются нелинейными, независимо от состава и свойств матрицы и цемента (хотя в некоторых частных случаях нелинейные зависимости могут приближаться к линейным). Сделанный вывод сохраняет свою справедливость для гранулярных коллекторов всех генотипов – терригенных, карбонатных, вулканогенно-осадочных.

Различный минеральный состав цемента существенно влияет на физические свойства коллектора (сжимаемость, электрические, электрохимические, механические и акустические свойства, плотность, радиоактивность и водородосодержание). Этот факт должен учитываться при интерпретации данных ГИС.

Большое количество остаточной воды в породах обуславливает меньшую их нефтенасыщенность (в особенности, при сравнении терригенных отложений Западной Сибири с существенно кварцевыми песчаниками Волго-Уральского нефтегазоносного региона).

Учет этого обстоятельства имеет важное значение для обоснования подсчетных параметров при подсчете запасов и составлении технологических схем разработки нефтяных месторождений центральной части Западно-Сибирской низменности. Как было отмечено Р.М. Сахибгареевым, при меньшей нефтенасыщенности эти породы обладают относительно большей нефтеотдачей. Поскольку активная поверхность глинизированных зерен нейтрализуется пленкой остаточной воды, нефть преимущественно контактирует не с самим зерном, а с пленкой остаточной воды. Такой буферный слой воды обусловли-

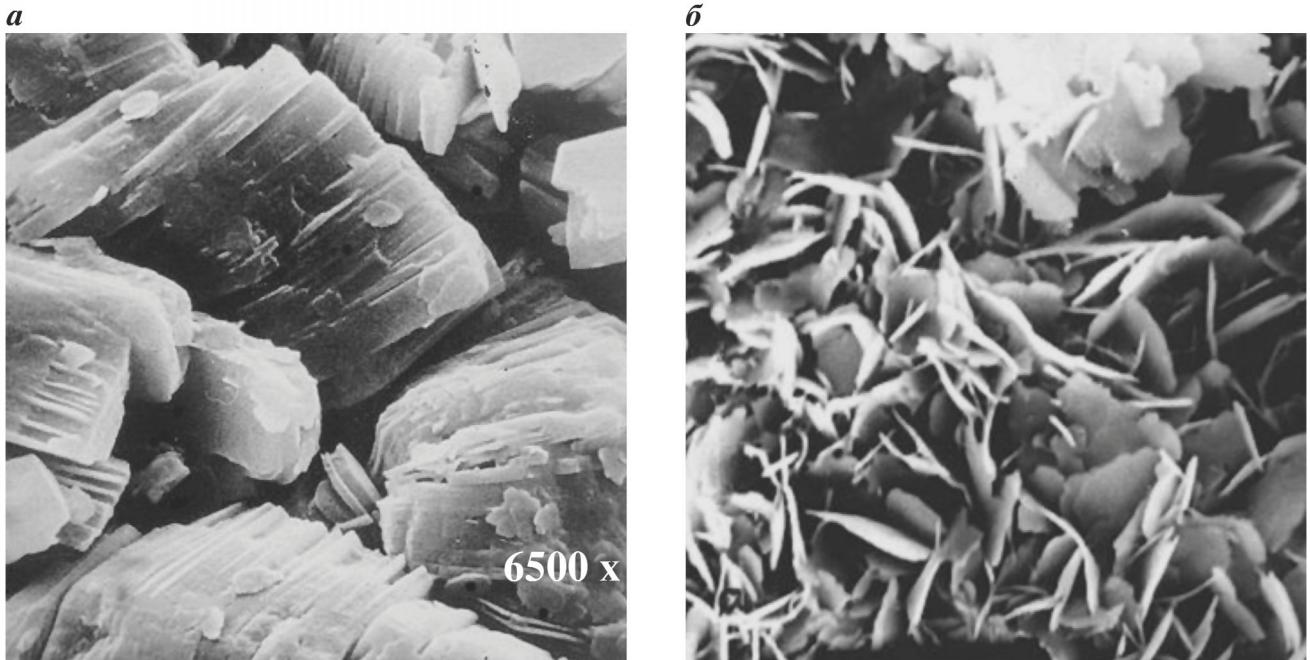


Рис. 2.5.1. Фотографии глинистых минералов (В.Г. Виноградов [27]):
а – зерна каолинита; б – хлорит, вторичного происхождения

вает значительно больший коэффициент вытеснения нефти по сравнению с существенно кварцевыми породами.

PCA находит все более широкое применение в практике петрофизических исследований. Установление непосредственных связей минералогического состава тонкодисперсной фракции породы (цемента) с ее фильтрационно-емкостными свойствами представляет несомненный практический интерес.

На первый взгляд, решение этой задачи не представляет сложностей: наличие разбухающих или глинистых минералов с высокой водоудерживающей способностью обуславливает высокое содержание остаточной воды. Этот вывод подтверждается рядом сопоставлений. Для коллекторов АВ и ЮВ определены содержания глинистых минералов в цементе в различных интервалах изменения остаточной водонасыщенности. При значениях $K_{\text{во}} < 0,5$ преобладает каолинит, при $K_{\text{во}} > 0,8$ содержание каолинита уменьшается и возрастает содержание гидрослюды и ССО.

Такой анализ справедлив, однако не позволяет раскрыть информацию разброса значений на плоскости $K_{\text{во}} - K_{\text{п}}$ в полной мере.

Совместный анализ минералогии и коллекторских свойств заключается в следующем. На полигоне $K_{\text{во}}(K_{\text{п}})$ определяются образцы с равной водоудерживающей способностью. Далее для выбранных образцов строится сопоставление содержаний глинистых минералов. Основной вопрос исследования: прослеживается ли закономерный переход от неразбухающих минералов цемента к разбухающим при увеличении водоудерживающей способности коллектора согласно модели? Если да, то это подтверждает правомерность положений, заложенных в указанную петрофизическую модель.

На рис. 2.5.2, а показаны результаты проведенного анализа (коллекторы группы БВ). Нанесены линии минимальной (линия 2) и максимальной (линия 4) водоудерживающей способности цемента, а также выделены образцы, использованные для анализа по этим зависимостям. На рис. 2.5.2, б даны содержания различных глинистых минералов (среднее по указанным на рис. 2.5.2, а) по зависимости с минимальной (линия 2, рис. 2.5.2, а) и максимальной (линия 4, рис. 2.5.2, а) водоудерживающей способностью цемента. В данном примере для рассмотренных зависимостей цемент представлен смесью минералов. Однако видно, что в случае меньшей водоудерживающей способности преобладает каолинит. Для большей водоудерживающей способности характерно большее содержание хлорита и гидрослюды.

На рис. 2.5.2, в, г приведен пример для нефтенасыщенных коллекторов пласта ЮВ (общее). Этот пример хорошо иллюстрирует сразу два положения. Во-первых, доля каолинита в цементе нефтенасыщенного коллектора заметно выше (более 60 %). Во-вторых, последовательный переход вдоль оси пористости, т.е. последовательное рассмотрение зависимостей с увеличивающейся водоудерживающей

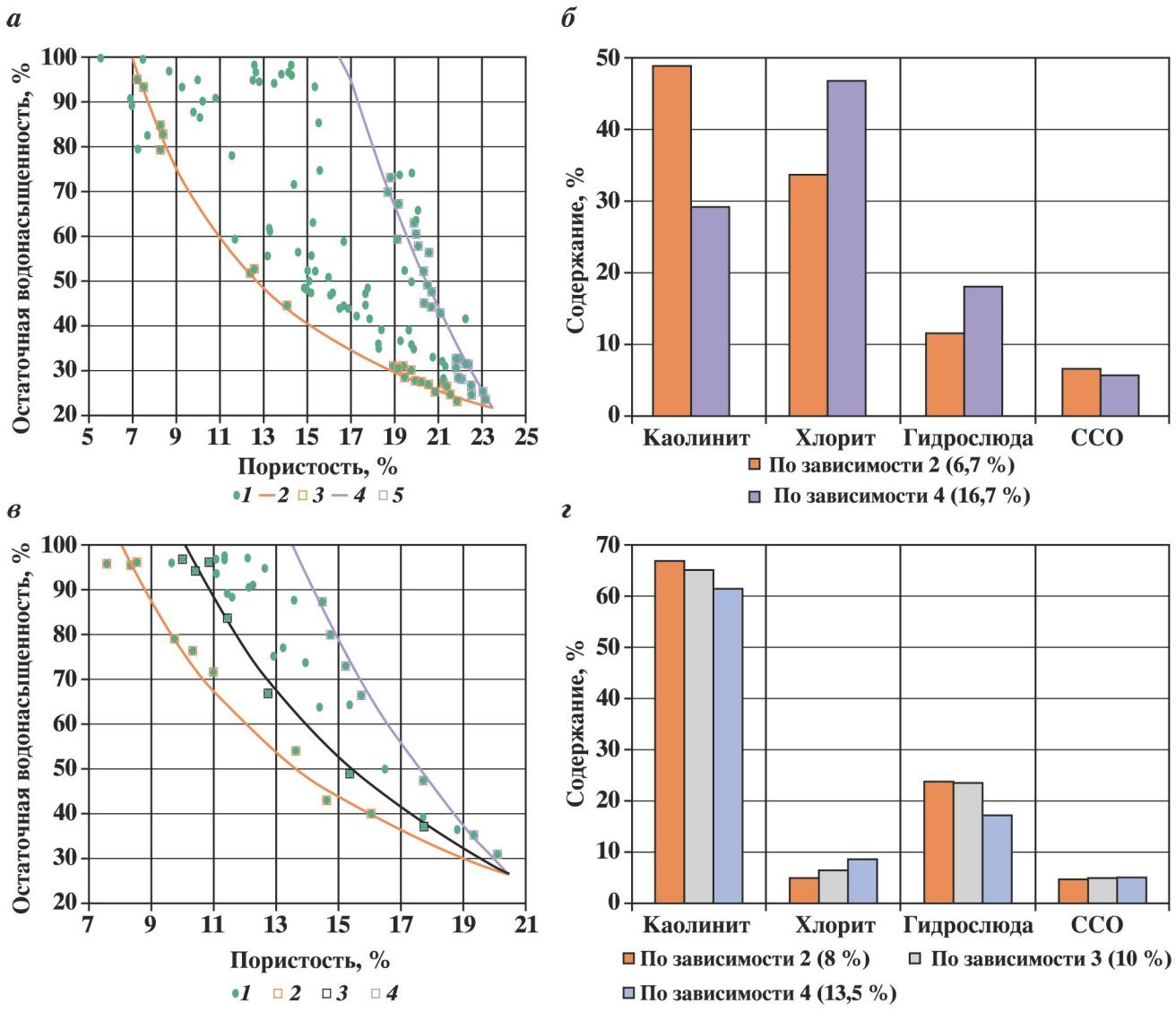


Рис. 2.5.2. Пример выделения в поле корреляции образцов с фиксированными водоудерживающими способностями цемента для коллекторов группы БВ:

а – 1 – все образцы; 2 – нижняя огибающая, соответствующая компоненте цемента с минимальной водоудерживающей способностью (модель); 3 – образцы, принадлежащие нижней огибающей; 4 – верхняя огибающая, соответствующая компоненте цемента с максимальной водоудерживающей способностью (модель); 5 – образцы, принадлежащие верхней огибающей;

б – средние содержания глинистых минералов в составе цемента для образцов, соответствующих нижней (красная) и верхней (синяя) огибающим на рис. 2.5.2, *а*;

в – пример выделения в поле корреляции образцов с фиксированными водоудерживающими способностями цемента для продуктивных коллекторов группы ЮВ; 1 – все образцы; 2 – образцы, принадлежащие нижней огибающей (линия), соответствующей компоненте цемента с минимальной водоудерживающей способностью; 3 – образцы, принадлежащие средней огибающей; 4 – образцы, принадлежащие верхней огибающей, соответствующей компоненте цемента с максимальной водоудерживающей способностью;

з – средние содержания глинистых минералов в составе цемента для образцов, соответствующих нижней (красная), верхней (синяя) огибающим и промежуточной зависимости $K_{\text{Bo}}(K_{\text{п}})$ (серая) на рис. 2.5.2, *в*

способностью, сопровождается таким же последовательным изменением соотношений содержаний глинистых минералов: содержание каолинита уменьшается, содержание хлорита и ССО – увеличивается (рис. 2.5.2, *з*).

Таким образом, приведенные примеры иллюстрируют информативность полигона $K_{\text{Bo}}(K_{\text{п}})$. В общем случае, наличие разбухающих минералов приводит к появлению точек правее и выше, в то время как наличие неразбухающего цемента приводит к сдвигу точек влево и вниз. Модель (1.2.2) позволяет описывать эти соотношения количественно.

Проведенный совместный анализ данных РСА с результатами определения фильтрационно-емкостных свойств подтверждает положения моделирования зависимости $K_{\text{Bo}}(K_{\text{n}})$.

Разброс точек или полYGON $K_{\text{Bo}}(K_{\text{n}})$ обусловлен неоднородностью минералогического состава цемента. С ростом водоудерживающей способности коллектора происходит последовательное изменение состава глинистых минералов от каолинита к ССО. Модель коллектора позволяет количественно определять коэффициент набухания цемента.

2.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАБУХАНИЯ ЦЕМЕНТА ПО ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ КОЛЛЕКТОРА

Специфическим свойством некоторых глинистых минералов (табл. 2.4) является их набухаемость, то есть способность существенно увеличивать свой объем при заполнении водой межплоскостных пространств в их кристаллических структурах. Это явление, к изучению и учету которого при интерпретации данных ГИС настойчиво призывал В.Н. Дахнов, приводит к существенному ухудшению ФЕС.

Формула (2.2.9) связи B с $K_{\text{п гл}}$ выводится непосредственно из определения коэффициента набухания B . По В.Н. Дахнову, это отношение суммы объемов твердой компоненты цемента и удерживаемой им воды к объему твердой компоненты цемента [43]:

$$B = (V_{\text{гл тв}} + V_{\text{гл в}})/V_{\text{гл тв}} \quad (2.6.1)$$

По Б.Ю. Вендельштейну, «пористость глин» $K_{\text{п гл}}$ – это отношение удерживаемой цементом воды к сумме объемов твердой компоненты цемента и удерживаемой им воды [48]:

$$K_{\text{п гл}} = V_{\text{гл в}}/(V_{\text{гл тв}} + V_{\text{гл в}}). \quad (2.6.2)$$

Однако при интерпретации данных ГИС далеко не всегда выделяется различный по минералогическому составу и свойствам цемент полиминеральных терригенных отложений (в первую очередь глинистый) и производится учет его набухания, вследствие чего не вполне достоверно определяются их коллекторские свойства [58, 114].

Наибольшей способностью к набуханию обладает монтмориллонит, который характеризуется высоким осмотическим давлением, и в пресной воде увеличивается в объеме в 8–10 раз. Щелочноземельные монтмориллониты отличаются отсутствием осмотического давления, они слабо или совсем не набухают. Гидрослюдя также может иметь разбухающие участки кристаллической структуры [32, 83].

Поскольку влажность набухания является одной из компонент остаточного водонасыщения, она входит в соответствующую петрофизическую модель явным образом.

Таблица 2.4

Свойства глин различного минералогического состава [88]

Характеристика	Глины с высокой радиоактивностью	Глины с низкой радиоактивностью
Основные минералы	Гидрослюдя Монтмориллонит	Каолинит Хлорит
Морфологическая характеристика	Входят в состав матрицы; заполняют емкостное пространство	
Минералогическая плотность, $\text{г}/\text{см}^3$ (среднее значение)	Гидрослюдя 2,84 Монтмориллонит 2,50	Каолинит 2,62 Хлорит 2,72
Удельная поверхность S , $\text{м}^2/\text{м}^3$	Высокая (монтмориллонит: 900; гидрослюдя: 280) Высокая (60–150)	Низкая (каолинит: 50) Низкая (3–15)
Емкость катионного обмена Q , $\text{мг-экв}/100 \text{ г}$		
Показатель гидрофильтрости Y $Y = \text{SiO}_2/\text{R}_2\text{O}_3$ ($\text{R}_2\text{O}_3 = \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3$)	Высокий (монтмориллонит: $Y > 4$); средний (гидрослюдя: $4 > Y > 2$)	Низкий (каолинит: $Y \leq 2$)
Набухаемость	Сильная	Слабая
Суммарное содержание ЕРЭ, eU	Высокое (15–50)	Низкое (5–15)
Содержание химически связанного водорода	Низкое (менее 13 %)	Высокое (до 37 %)
Поглощение тепловых нейтронов	Сильное	Слабое

Из модели (1.2.2) коэффициент набухания B глинистого цемента определяется как отношение объема набухшего цемента к объему сухого цемента:

$$B = (M - \mu_0)/(M - \mu) = 1 + \gamma. \quad (2.6.3)$$

Вводя характеристики набухания цемента в выражение (1.2.2), его можно представить в следующем виде

$$K_{\text{вн}} = 1 - B(1 - \mu/K_{\text{п}}), \quad (M \geq K_{\text{п}} \geq \mu). \quad (2.6.4)$$

Теперь мы можем оценить обширность свойств, учитываемых тремя макропараметрами, определяющими характер и свойства зависимостей $K_{\text{вн}}(K_{\text{п}})$.

Пористость матрицы M определяется размером пор и вторичными преобразованиями минеральных компонент.

Водоудерживающая способность матрицы μ_0 определяется гранулометрическим составом, условиями образования, уплотнения, соотношением первичной и вторичной пористости, эпигенетическими преобразованиями, содержаниями регенерационного и пелитизированного кварца, структурной глинистостью и др.

Водоудерживающая способность цемента $\Delta\mu$ определяется составом цемента (глинистый, карбонатный, железистый и др.), удельной поверхностью, минерализацией пластовой и связанный воды, термодинамическими условиями залегания, и др.

Вторичные преобразования резко увеличивают удельную поверхность зерен. Это приводит, в свою очередь, к резкому увеличению толщины слоя связанный воды вокруг сильно измененных зерен полевых шпатов, в отличие от неизмененных разностей и, тем более, от кварца. При большом сходстве гранулометрического и минералогического состава, типа и количества глинистого цемента содержание остаточной воды в породах может резко меняться в зависимости от количества измененных полевых шпатов и глинизированных обломков пород (эффузивы, серицитовые сланцы) [119, 130, 132, 151].

По данным петрофизических анализов Центра исследования керна и пластовых флюидов ТПП «Когалымнефтегаз» для ряда коллекторов нефтяных месторождений Среднего Приобья (AB_{1-8} , BB_2 , BB_3 , BB_4 , BC_{10-2-3} , BC_{11-1} , $Ю_0-1$, $ЮB_1$) нами определены параметры модели (1.2.2) (пористости матрицы M , водоудерживающие способности матрицы μ_0 и цемента $\Delta\mu$).

Значения M отличаются сравнительной устойчивостью ($20 < M < 29 \%$) для различных месторождений. Вследствие неоднородности коллекторов по составу минералов глинистого цемента значения его водоудерживающей способности изменяются в значительно более широком диапазоне ($0,9 < \Delta\mu < 17,5 \%$), чем значения водоудерживающей способности матрицы ($4,1 < \mu_0 < 8 \%$). Минимальное значение $\Delta\mu$ соответствует карбонатному цементу. Однако даже в пределах одного и того же коллектора диапазон изменения $\Delta\mu$ может быть весьма значительным, например, для коллектора BB_3 на рис. 2.6.1, б показаны диапазоны изменения граничной пористости, которые и определяются изменение водоудерживающей способности.

На рис. 2.6.1, а показаны диапазоны изменения коэффициента набухания. Для рассматриваемых коллекторов ширина этих диапазонов определяется, в первую очередь, соответствующими диапазонами изменения водоудерживающей способности цемента.

Глинистые минералы являются чувствительными индикаторами изменений физико-химических свойств интерстициональных вод. Поэтому исходный (преимущественно аллотигенный) глинистый материал цемента пород-коллекторов, состоящий в основном из диоктаэдрической гидрослюды и ее деградированных разностей или смешанослойных образований (ССО) ряда монтмориллонит-гидрослюд, преобразуется в каолинит.

В условиях гумидного выветривания гидрослюды не являются устойчивыми минералами и в верхних горизонтах профиля выветривания замещаются каолинитом. При этом из глинистого вещества выщелачиваются все щелочноземельные и щелочные катионы, в том числе и калий, и почти половина первоначально содержащейся кремнекислоты. При каолинизации гидрослюд в раствор переходит до 40 % вещества, что сопровождается существенным увеличением объема емкостного пространства и соответственно – значительным улучшением коллекторских свойств породы [27, 83].

На рис. 2.6.2 показана связь содержаний гидрослюды и каолинита в коллекторе $ЮB_1$ двух Западно-Сибирских месторождений (по данным РСА). При малых содержаниях каолинита наблюдается высокое содержание гидрослюды, и наоборот.

Неоднородность минерального состава цемента коллекторов Среднего Приобья подчиняется определенной закономерности. Эта закономерность проявляется в изменении содержаний глинистых мине-

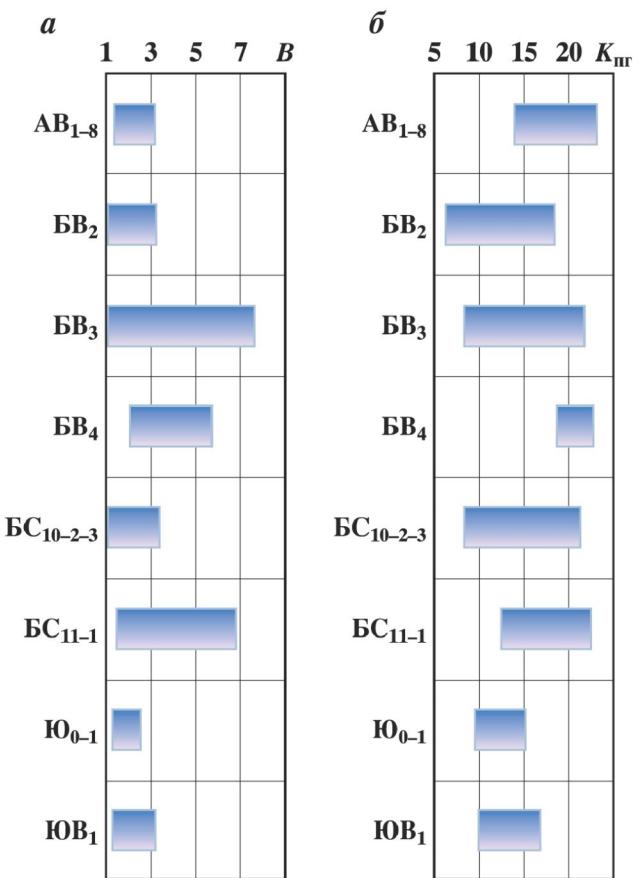
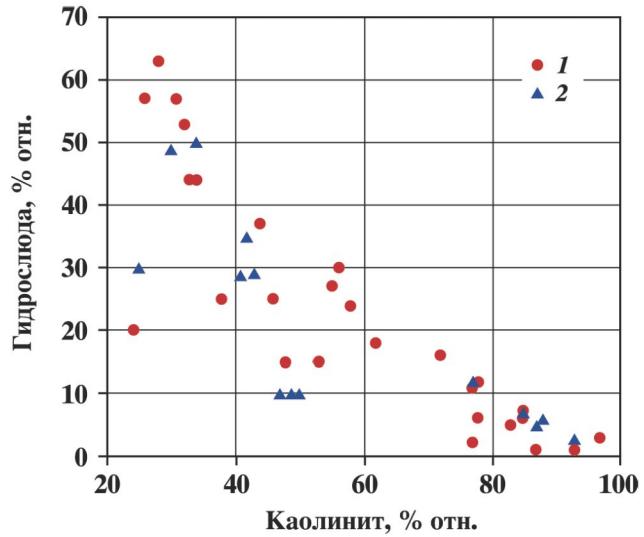


Рис. 2.6.1. Диапазоны изменения коэффициента набухания (а) и значений граничной пористости (б) для коллекторов Среднего Приобья

Рис. 2.6.2. Связь содержаний гидрослюды и каолинита в коллекторе ЮВ₁ двух Западно-Сибирских месторождений (по данным РСА).

Месторождения: 1 – Восточно-Придорожное; 2 – Нонг-Еганское



ралов, например, в цементе коллектора ЮВ₁ с увеличением глубины залегания, а именно – в уменьшении относительного вклада каолинита в суммарное содержание глинистых минералов. Отражением этой закономерности является ухудшение ФЕС, проявляющееся в увеличении водоудерживающей способности цемента и, соответственно, – уменьшении эффективной пористости и проницаемости.

Диапазоны изменения водоудерживающей способности цемента и коэффициента набухания отражают неоднородность коллекторов по минеральному составу глинистого цемента.

2.7. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Определение петрофизического инварианта по данным ГИС основано на соответствии характеристическим параметрам петрофизической модели коллектора характеристических значений физических свойств породы, отражающихся на показаниях методов ГИС.

Указанное соответствие выявляется на этапе обобщения петрофизических анализов керна, предшествующего этапу адаптивной настройки алгоритмов интерпретации данных ГИС. Это не означает, что результаты лабораторной петрофизики непосредственно переносятся на интерпретацию данных ГИС, поскольку ее настройка осуществляется по показаниям методов ГИС в изучаемом коллекторе в условиях его естественного залегания.

Стандартные лабораторные петрофизические измерения, помимо определения пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности, включают измерения удельного электрического сопротивления (УЭС) и объемной плотности (к сожалению, естественную радиоактивность, диффузионно-адсорбционную активность, интервальные времена измеряют не всегда).

Петрофизическая модель коллектора (модель эффективной пористости) позволяет определять коэффициент набухания цемента (коэффициент глинистости с учетом набухания), и разделять коллекто-

ры по величинам водоудерживающих способностей матрицы и минеральных компонент цемента. Изменение эффективной пористости коллектора обусловлено изменением количества и состава цемента, что одновременно проявляется и в изменениях объемной плотности, УЭС, диффузионно-адсорбционной активности и т.д. Образцы с высокой водоудерживающей способностью могут обладать высокой общей, но малой эффективной пористостью. Физические свойства коллекторов с высокой водоудерживающей способностью отличаются от тех, в которых цементация происходит за счет минеральных компонент с низкой водоудерживающей способностью.

Петрофизическое обоснование адаптивной технологии заключается в установлении взаимосвязей между ФЕС и физическими свойствами коллекторов (объемная плотность, УЭС, содержания естественных радионуклидов, абсолютная проницаемость и др.). Влияние различий в водоудерживающих способностях матрицы и цемента, обусловленных различными условиями образования и вторичных преобразований, проявляется на всех физических свойствах.

Для обоснования применялся следующий подход. Сначала по результатам анализа сопоставления $K_{\text{вн}} - K_{\text{п}}$ определялись характеристические параметры исследуемого коллектора – пористость матрицы и ее водоудерживающая способность. Далее для каждого образца вычислялось значение полной водоудерживающей способности μ . Связь объемной остаточной водонасыщенности с эффективной пористостью описывается семейством линейных зависимостей для фиксированного значения μ .

На рис. 2.7.1, а представлены связи объемной плотности с $K_{\text{п, ф}}$ для двух фиксированных значений полной водоудерживающей способности $\mu = 9,8 \pm 1\%$ (красные) и $\mu = 11,5 \pm 1\%$ (синие). Исследуемые образцы представлены мелкозернистыми песчаниками юрского возраста одного из месторождений Западной Сибири.

Для выбранных образцов соответственно их водоудерживающей способности (для тех же фиксированных значений полной водоудерживающей способности, как на рис. 2.7.1, а) были построены сопоставления определенных на керне объемной плотности (рис. 2.7.1, б), УЭС (рис. 2.7.2, а) и содержаний тория (рис. 2.7.2, б) с эффективной пористостью.

Из приведенных сопоставлений следует, что образцы с меньшей водоудерживающей способностью имеют большую объемную плотность. Уплотнение песчаников тем выше, чем ниже их водоудерживающая способность.

УЭС образцов с большей водоудерживающей способностью ниже, чем для образцов с низкой. Очевидно, что цементу с большей водоудерживающей способностью соответствует более высокая проводимость.

Хотя связи массового содержания тория с эффективной пористостью для фиксированных значений полной водоудерживающей способности менее тесные, чем для объемной плотности и УЭС, сопоставление на рис. 2.7.2, б позволяет проследить определенную тенденцию. Образцы с большей водоудерживающей способностью, т.е. обладающие более высокой адсорбционной способностью, характеризуются

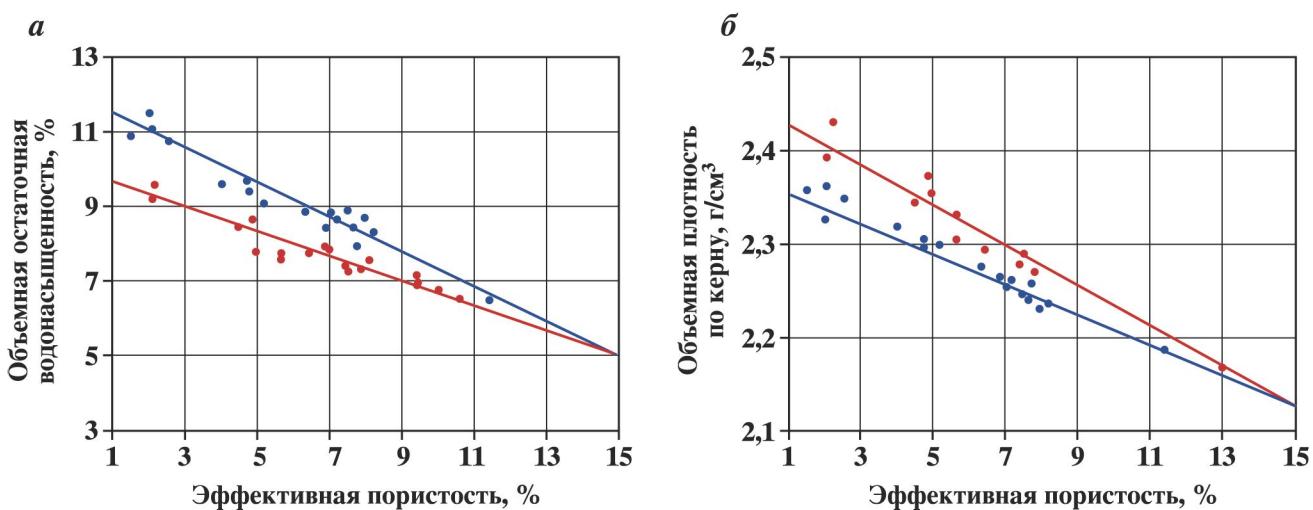


Рис. 2.7.1. Петрофизическое обоснование адаптивной интерпретации по связям «керн-керн». Связи с эффективной пористостью объемных величин остаточной водонасыщенности (а) и плотности (б) для фиксированных значений полной водоудерживающей способности $\mu = 9,8 \pm 1\%$ (красные) и $\mu = 11,5 \pm 1\%$ (синие)

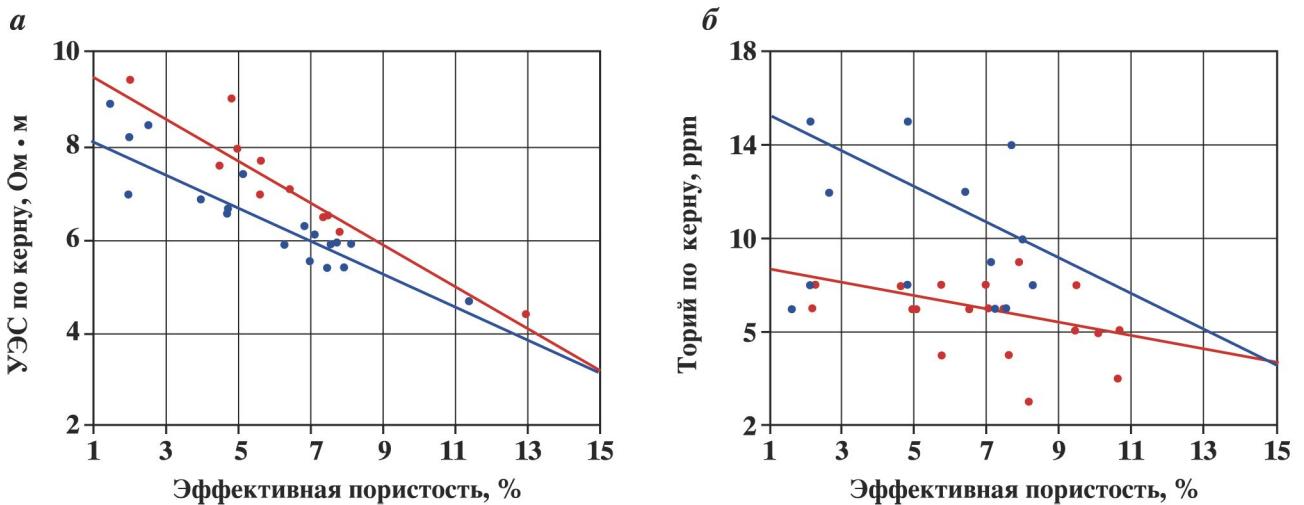


Рис. 2.7.2. Связи с эффективной пористостью УЭС (а) и массового содержания тория (б) для фиксированных значений полной водоудерживающей способности $\mu = 9,8 \pm 1\%$ (красные) и $\mu = 11,5 \pm 1\%$ (синие)

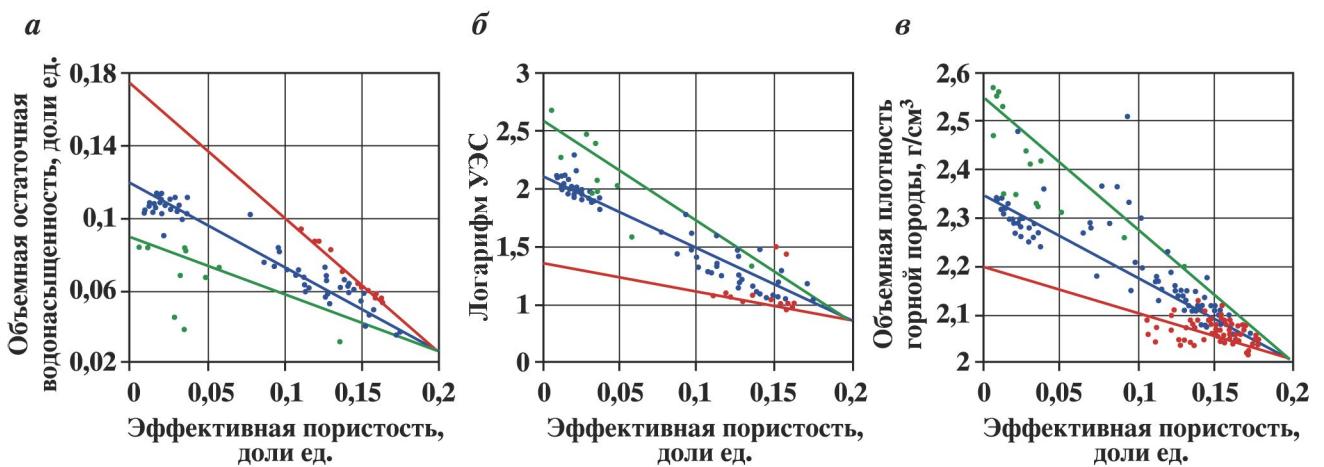


Рис. 2.7.3. Обоснование адаптивной интерпретации по связям «керн–керн».

Разделение коллекторов в зависимости от водоудерживающей способности коллектора для связей: а – $K_{\text{вн}}K_{\text{п}}(K_{\text{п эф}})$; б – $\rho(K_{\text{п эф}})$; в – $\sigma(K_{\text{п эф}})$

более высоким содержанием тория, чем образцы с меньшей водоудерживающей способностью. Для образцов с различными μ контраст по содержанию тория выражен сильнее, чем контраст по УЭС и объемной плотности.

Еще один пример влияния неоднородности коллектора по водоудерживающей способности на поля корреляции $K_{\text{вн}}K_{\text{п}}(K_{\text{п эф}})$, $\rho(K_{\text{п эф}})$ и $\sigma(K_{\text{п эф}})$ представлен на рис. 2.7.3.

Закономерности, описываемые моделью связи $K_{\text{вн}}(K_{\text{п}})$ и объясняющие разброс точек в поле корреляции $K_{\text{вн}} - K_{\text{п}}$, подтверждаются характером взаимосвязей различных петрофизических свойств (УЭС, объемная плотность, радиоактивность, проницаемость и др.) с эффективной пористостью (рис. 2.7.3, см. также далее рис. 5.3.1).

ГЛАВА 3

НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ И УЧЕТ НАСЫЩЕНИЯ В ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

3.1. ДОЛЯ НЕФТИ В ОБЪЕМЕ ОБЩЕЙ, ЭФФЕКТИВНОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ ПОРИСТОСТИ

Углеводороды занимают объем емкостного пространства коллектора, не занятый остаточной водой. Величина остаточной водонасыщенности является одним из основных факторов, определяющих величину нефтенасыщенности: нефти в целом доступен объем эффективной пористости (при $K_{\text{п}} = \mu$ имеем $K_{\text{n}} = 0$), подвижной нефти – динамической пористости.

Рассмотрим для простоты случай двухфазного флюида (нефть и вода).

Соотношение флюидов в объеме емкостного пространства породы определяется равенством:

$$K_{\text{в подв}} + K_{\text{во}} + K_{\text{n подв}} + K_{\text{но}} = 1. \quad (3.1.1)$$

Перепишем (3.1.1) в виде

$$K_{\text{в подв}} + K_{\text{n подв}} + K_{\text{но}} = 1 - K_{\text{во}}.$$

В левой части уравнения участвуют флюиды, находящиеся в эффективном объеме, не занятом остаточной водой. Выражение $(1 - K_{\text{во}})$ отражает долю эффективной пористости в объеме общей пористости коллектора.

Введем параметр $K_{\text{n эф}}$, определяющий долю нефти (газа) в объеме эффективной пористости ($0 \leq K_{\text{n эф}} \leq 1$). Тогда

$$K_{\text{n}} = K_{\text{n подв}} + K_{\text{но}} = K_{\text{n эф}} (1 - K_{\text{во}}),$$

$$K_{\text{в подв}} = (1 - K_{\text{n эф}}) (1 - K_{\text{во}}).$$

Соотношение между подвижной водой, и нефтью, – как подвижной $K_{\text{в подв}}$, так и остаточной $K_{\text{но}}$ – можно представить соотношением

$$K_{\text{n}} + K_{\text{в подв}} = K_{\text{n эф}} (1 - K_{\text{во}}) + (1 - K_{\text{n эф}}) (1 - K_{\text{во}}).$$

Приведем величину $K_{\text{n}} = K_{\text{n эф}} (1 - K_{\text{во}})$ к объему породы, умножив на $K_{\text{п}}$:

$$K_{\text{n}} K_{\text{п}} = K_{\text{n эф}} K_{\text{п}} (1 - K_{\text{во}}),$$

$$K_{\text{n}} K_{\text{п}} = K_{\text{п эф}} K_{\text{n эф}}. \quad (3.1.2)$$

Коэффициент нефтенасыщенности K_{n} характеризует долю углеводородов в объеме открытой пористости, параметр $K_{\text{n эф}}$ – в объеме эффективной пористости.

Текущая водонасыщенность ($K_{\text{в}}$) включает в себя и подвижную, и остаточную воду:

$$K_{\text{в подв}} + K_{\text{во}} = K_{\text{в}} = K_{\text{в эф}} (1 - K_{\text{во}}) + K_{\text{во}}, \quad (3.1.3)$$

где

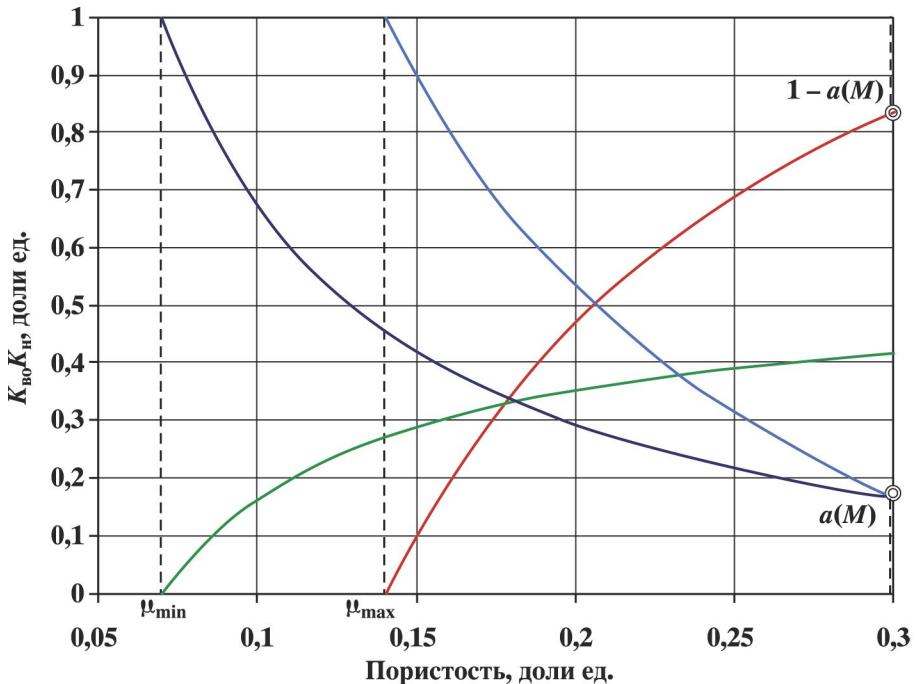
$$K_{\text{в эф}} = (K_{\text{в}} - K_{\text{во}})/(1 - K_{\text{во}}) = 1 - K_{\text{n эф}}. \quad (3.1.4)$$

Разность $(1 - K_{\text{n эф}})$ есть не что иное, как коэффициент относительного водонасыщения или коэффициент эффективной водонасыщенности $K_{\text{в эф}}$.

На рис. 3.1.1 показаны рассчитанные по петрофизическим моделям зависимости $K_{\text{во}}(K_{\text{п}})$ и $K_{\text{n}}(K_{\text{п}})$.

Рис. 3.1.1. Расчетные зависимости $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$ и $K_{\text{n}}(K_{\text{n}})$.

Кривые: голубая – $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$ при $\mu = 14 \%$, синяя – $K_{\text{бо}}(K_{\text{n}})$ при $\mu = 7 \%$, красная – $K_{\text{n}}(K_{\text{n}})$ при $K_{\text{n, эф}} = 1$, зеленая – $K_{\text{n}}(K_{\text{n}})$ при $K_{\text{n, эф}} = 0,5$



Две зависимости остаточной водонасыщенности от пористости соответствуют максимальной и минимальной водоудерживающим способностям коллектора. Красная линия показывает зависимость $K_{\text{n}}(K_{\text{n}})$ при $K_{\text{n, эф}} = 1$ и максимальной водоудерживающей способности коллектора. При $K_{\text{n}} = \mu$ (максимальная глинистость коллектора) $K_{\text{n}} = 0$. При $K_{\text{n}} = M$ (полное отсутствие цемента) $K_{\text{n}} = 1 - a$, где $a = K_{\text{бо}}(M)$. Зеленая линия соответствует зависимости $K_{\text{n}}(K_{\text{n}})$ при $K_{\text{n, эф}} = 0,5$ и минимальной водоудерживающей способности коллектора. Значение $K_{\text{n, эф}} = 0,5$ соответствует содержанию 50 % подвижной воды и 50 % нефти. При $K_{\text{n}} = \mu$, то есть при максимальной глинистости, $K_{\text{n}} = 0$. При $K_{\text{n}} = M$, то есть при отсутствии цемента, в данном примере $K_{\text{n}} = 0,5(1 - a)$.

Доля нефти в объеме эффективной пористости представляет сумму подвижной и остаточной нефти:

$$K_{\text{n, эф}} = K_{\text{n, подв, эф}} + K_{\text{n, остат, эф}}, \quad (3.1.5)$$

$$K_{\text{n, подв}} + K_{\text{n, остат}} = K_{\text{n, эф}}(1 - K_{\text{бо}}) = (K_{\text{n, подв, эф}} + K_{\text{n, остат, эф}})(1 - K_{\text{бо}}),$$

$$K_{\text{n, подв}} = K_{\text{n, подв, эф}}(1 - K_{\text{бо}}), \quad (3.1.6)$$

$$K_{\text{n, остат}} = K_{\text{n, остат, эф}}(1 - K_{\text{бо}}). \quad (3.1.7)$$

После определения суммарного объема нефти $K_{\text{n, эф}}$, переходим к разделению нефти на подвижную и остаточную, и к динамической пористости, т.е. объему емкостного пространства, доступного для фильтрации подвижной воды и подвижной нефти $K_{\text{n, подв}}$.

Остаточная вода и остаточная нефть в фильтрации не участвуют.

$$K_{\text{n, дин}} = K_{\text{n}}(1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{n, остат}}) = K_{\text{n, эф}}(1 - K_{\text{n, остат, эф}}). \quad (3.1.8)$$

Уравнение (3.1.8) запишем в виде:

$$K_{\text{n, подв}} + K_{\text{n, остат}} = 1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{n, остат}}.$$

В левой части уравнения участвуют флюиды, находящиеся в динамическом объеме, не занятом остаточной водой и нефтью. Выражение $(1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{n, остат}})$ отражает долю динамической пористости в объеме общей пористости породы.

Введем параметр $K_{\text{n, дин}}$, характеризующий содержание подвижной нефти в объеме динамической пористости. Тогда, аналогично эффективной пористости,

$$K_{\text{n, подв}} + K_{\text{n, остат}} = K_{\text{n, дин}}(1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{n, остат}}) + (1 - K_{\text{n, дин}})(1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{n, остат}}),$$

$$K_{\text{n, подв}} = K_{\text{n, дин}}(1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{n, остат}}), \quad (3.1.9)$$

$$K_{\text{в подв}} = (1 - K_{\text{н дин}}) (1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}). \quad (3.1.10)$$

Рассмотрим связь $K_{\text{н дин}}$ с $K_{\text{н эф}}$, $K_{\text{н подв эф}}$ и $K_{\text{но эф}}$. Доля подвижной нефти в объеме динамической пористости $K_{\text{н дин}}$ может быть выражена в коэффициентах, нормированных на общую пористость:

$$K_{\text{н дин}} = K_{\text{н подв}} / (1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}) = (1 - K_{\text{в}} - K_{\text{но}}) / (1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}), \quad (3.1.11)$$

и в коэффициентах, нормированных на эффективную пористость:

$$K_{\text{н дин}} = K_{\text{н подв эф}} / (1 - K_{\text{но эф}}) = (K_{\text{н эф}} - K_{\text{но эф}}) / (1 - K_{\text{но эф}}). \quad (3.1.12)$$

Аналогично доля подвижной воды в объеме динамической пористости $K_{\text{в дин}}$ может быть выражена в коэффициентах, нормированных на общую пористость:

$$K_{\text{в дин}} = K_{\text{в подв}} / (1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}) = (K_{\text{в}} - K_{\text{бо}}) / (1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}), \quad (3.1.13)$$

и в коэффициентах, нормированных на эффективную пористость:

$$K_{\text{в дин}} = (1 - K_{\text{н эф}}) / (1 - K_{\text{но эф}}) = 1 - K_{\text{н подв эф}} / (1 - K_{\text{но эф}}). \quad (3.1.14)$$

В результате различных нормировок возникают три по-разному нормированных значения водонасыщенности или подвижной нефтенасыщенности. Каждая из этих нормировок находит применение на практике. Например, при подсчете запасов объемным методом применяются параметры насыщенности, выраженные в единицах общей пористости. Адаптивные алгоритмы определения коэффициентов нефтенасыщенности разработаны для параметров, нормированных на эффективную пористость. При определении фазовых проницаемостей применяются нормировки относительно эффективной или динамической пористости.

3.2. ИНВАРИАНТНОСТЬ ГИДРОФИЛЬНОГО НЕФТЕНАСЫЩЕННОГО КОЛЛЕКТОРА

В водонасыщенном коллекторе петрофизический инвариант характеризует долю гидродинамически подвижного флюида (воды). Для нефтенасыщенного коллектора эффективная пористость заменяется динамической пористостью. Возникает вопрос, сохраняет ли в этом случае петрофизический инвариант свою практическую актуальность?

В продуктивных гранулярных коллекторах величина динамической пористости обусловлена вариацией трех параметров: пористости, объемной остаточной водонасыщенности и объемной остаточной нефтенасыщенности:

$$K_{\text{п дин}} = K_{\text{п}} (1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}) = K_{\text{п}} - K_{\text{п}} K_{\text{бо}} - K_{\text{п}} K_{\text{но}}. \quad (3.2.1)$$

Каждый из этих параметров, в свою очередь, зависит от изменения характеристических параметров коллекторов (полная водоудерживающая способность коллектора μ , водоудерживающая способность матрицы μ_0 и пористость матрицы M). Изменение пористости обусловлено изменением пористости матрицы и содержания цемента. Изменение объемной остаточной водонасыщенности обусловлено изменением водоудерживающих способностей матрицы и цемента. Изменение объемной остаточной нефтенасыщенности обусловлено изменением объема, доступного для движения (фильтрации) флюида. Этот объем характеризуется величиной петрофизического инварианта. Для терригенных, преимущественно гидрофильных, коллекторов Западной Сибири между величиной произведения $K_{\text{п}} K_{\text{но}}$ и петрофизическими инвариантами обнаруживается тесная корреляционная связь (рис. 3.2.1), которая моделируется выражением

$$K_{\text{п}} K_{\text{но}} = \Psi(K_{\text{п}} K_{\text{но}})_{\psi=1}, \quad (3.2.2)$$

$$(K_{\text{п}} K_{\text{но}})_{\psi=1} = \mu_{\text{п}}. \quad (3.2.3)$$

Величина произведения $(K_{\text{п}} K_{\text{но}})_{\psi=1} = \mu_{\text{п}}$ определяет объемную остаточную нефтенасыщенность матрицы, которую, по аналогии с μ_0 , целесообразно назвать «нефтеудерживающей способностью матрицы» (или объемной остаточной нефтенасыщенностью при $K_{\text{п}} = M$). С увеличением глинизации коллектора объемная остаточная нефтенасыщенность убывает, достигая нулевого значения при нулевом значении петрофизического инварианта («вырожденный» коллектор).

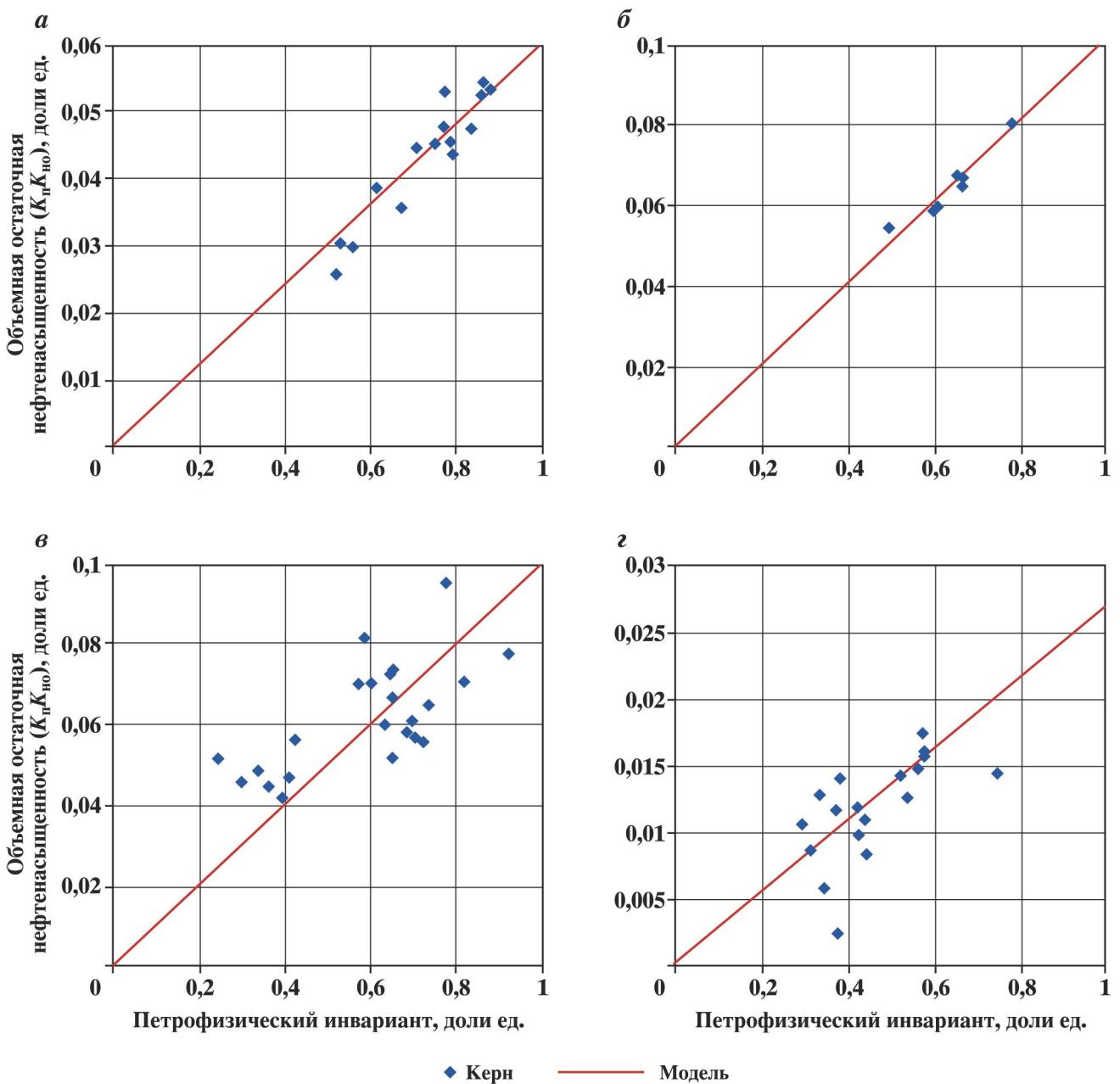


Рис. 3.2.1. Сопоставления объемной остаточной нефтенасыщенности с петрофизическими инвариантами для продуктивных коллекторов четырех месторождений Западной Сибири:
a – юрские отложения; *b* – пласт II; *c* – меловые отложения; *d* – пласт БП

Примеры на рис. 3.2.1 иллюстрируют увеличение объемной остаточной нефтенасыщенности с увеличением петрофизического инварианта в случае преимущественно капиллярного замещения флюидов для продуктивных коллекторов Западной Сибири по данным анализов керна. В [164] приводятся зависимости объемных начальной и остаточной нефтенасыщенности от пористости и газопроницаемости для карбонатных коллекторов одного из месторождений Пермского Прикамья. Для этих карбонатных пород также отмечается увеличение объемной остаточной нефтенасыщенности с улучшением ФЕС.

С учетом (3.2.2) и (3.2.3) величина динамической пористости описывается следующими уравнениями:

$$K_{\text{п дин}} = K_{\text{п эф}} - \Psi (K_{\text{п}} K_{\text{но}})_{\Psi=1}, \quad (3.2.4)$$

$$K_{\text{п дин}} = \Psi(M - \mu_0 - \mu_{\text{п}}). \quad (3.2.5)$$

Решение уравнения (3.2.5) относительно петрофизического инварианта имеет вид:

$$\Psi = K_{\text{п дин}} / (M - \mu_0 - \mu_{\text{п}}). \quad (3.2.6)$$

Таким образом, ***петрофизический инвариант***, представляющий собой эффективную пористость, нормированную на ее максимальное значение, в случае ***нефтенасыщенного*** коллектора допускает обобщение, и представляет собой ***динамическую пористость, нормированную*** на ее максимальное значение:

$$\Psi = K_{\text{п эф}} / (M - \mu_0) = K_{\text{п дин}} / (M - \mu_0 - \mu_{\text{п}}), \quad (3.2.7)$$

или

$$\Psi = K_{\text{п эф}} / K_{\text{п эф}}^{\max} = K_{\text{п дин}} / K_{\text{п дин}}^{\max}. \quad (3.2.8)$$

Равенство (3.2.8) выражает нетривиальное свойство петрофизического инварианта, которое состоит в сохранении его величины при текущих значениях эффективной и динамической пористостей.

Тем не менее, этот вывод требует более тщательного исследования, особенно в сопоставлении экспериментальных способов получения остаточной нефтенасыщенности и учете смачиваемости поверхности породы [134, 135].

3.3. СВЯЗЬ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ С ФЕС КОЛЛЕКТОРА

Коэффициент вытеснения определяется соотношением

$$K_{\text{выт}} = (1 - K_{\text{вo}} - K_{\text{но}}) / (1 - K_{\text{вo}}). \quad (3.3.1)$$

Выражение (3.3.1) – это отношение динамической пористости к эффективной, которое отражает долю остаточной (или неподвижной при данных условиях вытеснения) нефти в единицах эффективной пористости:

$$K_{\text{выт}} = K_{\text{п дин}} / K_{\text{п эф}}. \quad (3.3.2)$$

С учетом петрофизической инвариантности эффективной и динамической пористости, выражение (3.3.2) можно записать в виде

$$K_{\text{выт}} = (M - \mu_0 - \mu_{\text{п}}) / (M - \mu_0). \quad (3.3.3)$$

Из выражения (3.3.3), при наличии тесной связи (3.2.2), следует вывод, что $K_{\text{выт}}$ может изменяться незначительно в пределах изучаемого коллектора, так как параметры $\{M, \mu_0, \mu_{\text{п}}\}$ меняются в узком диапазоне для данного коллектора. Это утверждение справедливо, если коэффициент вытеснения определяется относительно максимального (или максимально возможного) коэффициента нефтенасыщенности $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{вo}}$.

Из уравнения (3.3.1) с учетом (3.3.3) следует, что коэффициент остаточной нефтенасыщенности является линейной функцией остаточной водонасыщенности:

$$K_{\text{но}} = (1 - K_{\text{выт}})(1 - K_{\text{вo}}). \quad (3.3.4)$$

С учетом уравнения (3.3.3), которое «фиксирует» значение $K_{\text{выт}}$ (т.е. допускает относительно небольшую его вариацию) для данного коллектора, следует ожидать, что между значениями $K_{\text{вo}}$ и $K_{\text{но}}$ может наблюдаться интенсивная обратная корреляция.

Для проверки этого положения были рассмотрены сопоставления $K_{\text{вo}}$ и $K_{\text{но}}$, выполненные для различных объектов в различных лабораториях (рис. 3.3.1). Результаты на рис. 3.3.1 подтверждают выдвинутые положения. Аналогичные тесные линейные корреляции $K_{\text{но}}(K_{\text{вo}})$ показаны в работе Л.М. Дорогинецкой [51].

На рис. 3.3.1 показаны сопоставления $K_{\text{но}}(K_{\text{вo}})$ по результатам измерений на керне и расчет по уравнению (3.3.4). В каждом случае значение $K_{\text{выт}}$ в (3.3.4) принималось постоянным, таким, чтобы расчетная зависимость описывала массив экспериментальных данных. Важно отметить, что в приведенных примерах изменение проницаемости в некоторых случаях доходит до трех порядков.

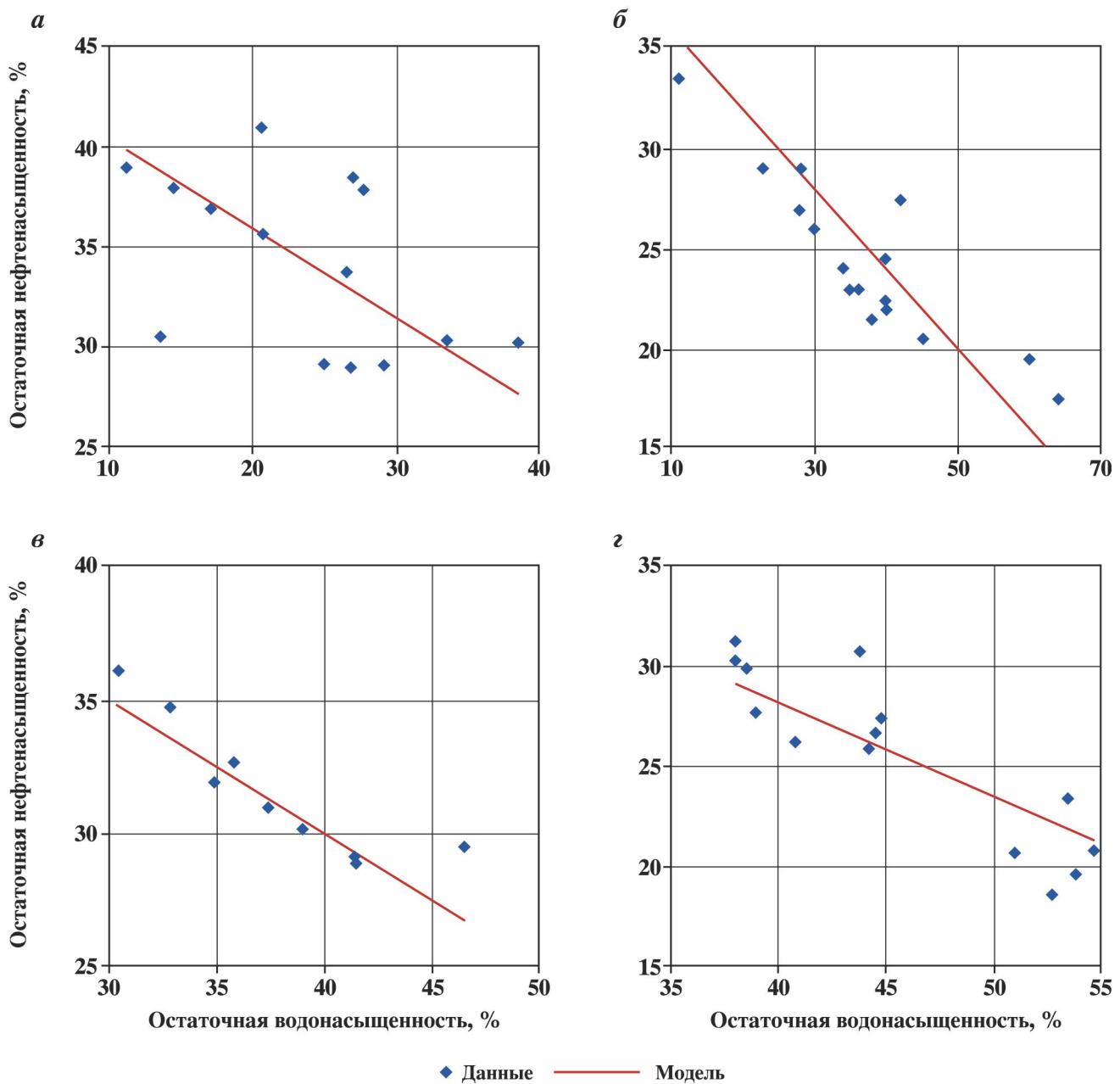


Рис. 3.3.1. Сопоставления $K_{\text{но}}(K_{\text{вн}})$ (точки) и расчет по формуле (3.3.4) (линия):
а – месторождение Верхнечонское, Восточная Сибирь, $K_{\text{выт}} = 0,55$; *б* – Европейский Север, юра, $K_{\text{выт}} = 0,6$; *в* – Тевлин, Западная Сибирь, юра; $K_{\text{выт}} = 0,5$; *г* – Угут, Западная Сибирь, юра, $K_{\text{выт}} = 0,53$

Вывод о малом диапазоне изменения коэффициента вытеснения при определенных условиях, согласно модельному соотношению (3.3.3), может быть подтвержден на основании анализа эмпирических связей $K_{\text{но}}$ и $K_{\text{вн}}$ с проницаемостью. На рис. 3.3.2 показаны сопоставления проницаемости с $K_{\text{но}}$ и величиной разности $(1 - K_{\text{вн}})$ для двух месторождений Западной Сибири. Во всех случаях наблюдается тесная степенная зависимость с коэффициентом корреляции порядка 0,9 (табл. 3.1). На основании этих эмпирических зависимостей может быть показана эмпирическая связь коэффициента вытеснения с абсолютной проницаемостью:

$$K_{\text{но}} = a_{\text{н}} K_{\text{пр}}^{b_{\text{н}}},$$

$$(1 - K_{\text{вн}}) = a_{\text{в}} K_{\text{пр}}^{b_{\text{в}}}.$$

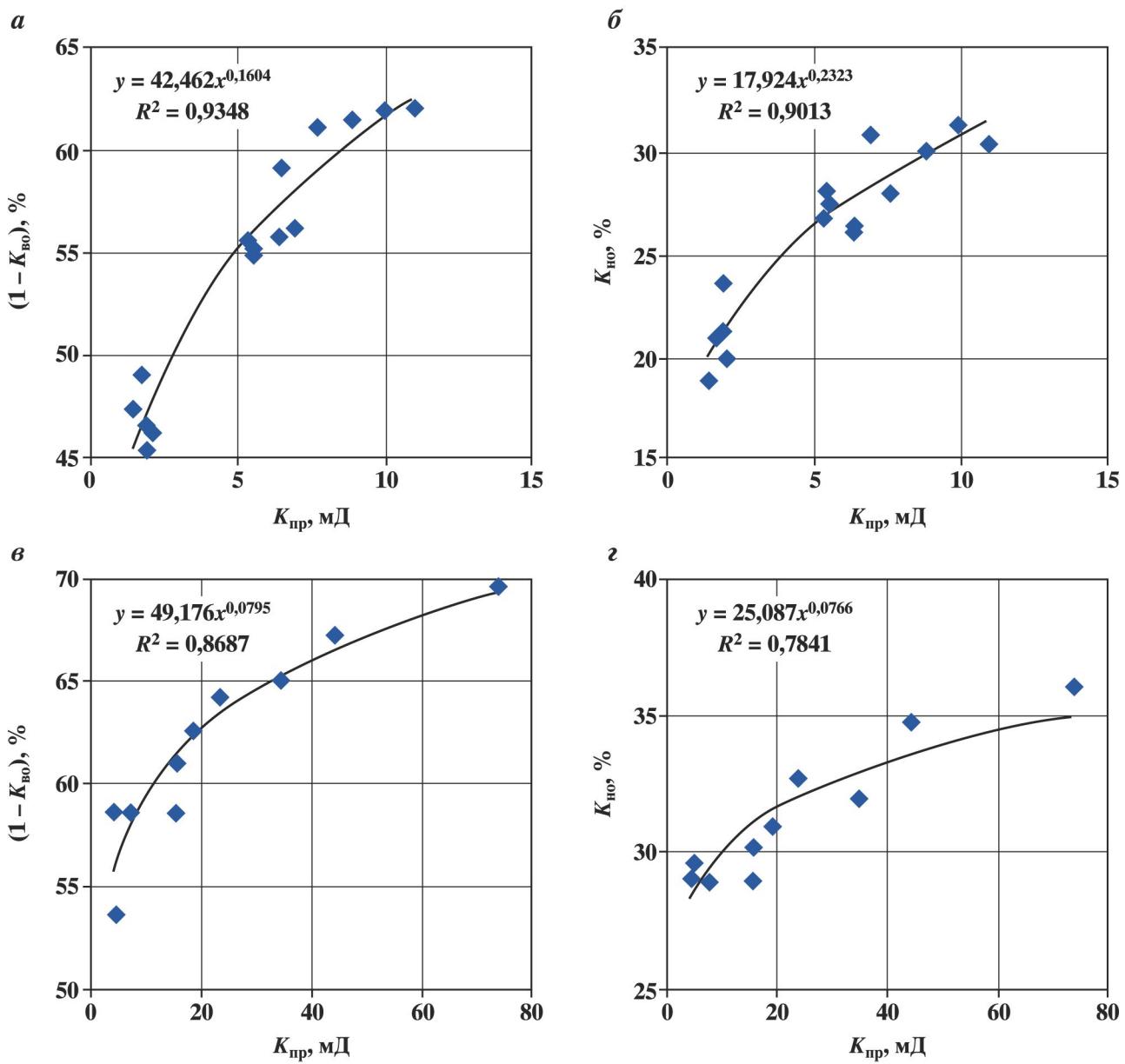


Рис. 3.3.2. Сопоставления $(1 - K_{\text{бо}})(K_{\text{пр}})$ и $K_{\text{но}}(K_{\text{пр}})$.

Месторождения Угут (а и б) и Тевлин (в и г), Западная Сибирь, юрские отложения

Тогда

$$K_{\text{выт}} = 1 - K_{\text{но}}/(1 - K_{\text{бо}}) = 1 - (a_{\text{н}}/a_{\text{в}}) K_{\text{пр}}^{(b_{\text{н}} - b_{\text{в}})}. \quad (3.3.5)$$

Приведенные в табл. 3.1 эмпирические данные и полученное соотношение (3.3.5) объясняют, почему для отдельного коллектора $K_{\text{выт}}$ изменяется в малом диапазоне даже при существенном изменении коэффициента проницаемости. Ключевым фактором здесь является то, что разность показателей степени связей $(1 - K_{\text{бо}})(K_{\text{пр}})$ и $K_{\text{но}}(K_{\text{пр}})$ стремится к нулю, $(b_{\text{н}} - b_{\text{в}}) \rightarrow 0$, что, соответственно, резко снижает чувствительность выражения (3.3.5) к величине $K_{\text{пр}}$.

Таблица 3.1

Численные коэффициенты сопоставлений $(1 - K_{\text{бо}})(K_{\text{пр}})$ и $K_{\text{но}}(K_{\text{пр}})$ (см. рис. 3.3.2)

Параметр	$a_{\text{н}}$	$a_{\text{в}}$	$b_{\text{н}}$	$b_{\text{в}}$	$b_{\text{н}} - b_{\text{в}}$	r для $(1 - K_{\text{бо}})(K_{\text{пр}})$	r для $K_{\text{но}}(K_{\text{пр}})$
Угут	17,92	42,46	0,23	0,16	0,07	0,97	0,96
Тевлин	25,09	49,12	0,0766	0,08	-0,0029	0,93	0,89

Таким образом, возможность малого диапазона изменения коэффициента вытеснения в пределах коллектора подтверждается как на основании модельного соотношения (3.3.3), вытекающего из петрофизической инвариантности эффективной и динамической пористости, так и на основании эмпирической модели (3.3.5).

Здесь следует отметить, что вывод о постоянстве коэффициента вытеснения справедлив не в абсолютном смысле, а для гидрофильтральных коллекторов. Кроме того, приведенные примеры справедливы только для условий, соответствующих условиям проведенных экспериментов.

Согласно экспериментальным данным, которые мы здесь не приводим, возможны и другие ситуации – когда коэффициент вытеснения имеет явную зависимость от проницаемости. Этот эффект связан со смачиваемостью поверхности и величиной **коэффициента гидрофобизации**, который пропорционален доле активной поверхности порового пространства, адсорбирующей молекулы углеводородов. Коэффициент гидрофобизации очень сильно влияет на коллекторские свойства породы, особенно на фазовые проницаемости по углеводородам и воде. Фазовая проницаемость по нефти (газу) существенно уменьшается при возрастании коэффициента гидрофобизации.

Модель (3.2.2) может быть записана в общем виде:

$$K_{\text{п}} K_{\text{бо}} = \Psi^{\zeta} \mu_{\text{п}}, \quad (3.3.6)$$

где показатель степени ζ характеризует форму зависимости $K_{\text{п}} K_{\text{бо}}(\zeta)$. Случай $\zeta = 1$ рассмотрен выше. Если показатель степени ζ не равен единице, то зависимость $K_{\text{п}} K_{\text{бо}}(\Psi)$ отклоняется от линейной. В этом случае выражение для определения динамической пористости будет иметь вид

$$K_{\text{п дин}} = \Psi(M - \mu_0) - \Psi^{\zeta} \mu_{\text{п}}. \quad (3.3.7)$$

Коэффициент вытеснения тогда будет определяться выражением

$$K_{\text{выт}} = 1 - \frac{\mu_{\text{п}}}{M - \mu_0} \Psi^{\zeta-1}. \quad (3.3.8)$$

Полагается, что приведенное выше выражение (3.3.3) соответствует случаю гидрофильтрального коллектора, и зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости минимальна. Следует отметить, что влияние гидрофобизации может привести к прямо противоположным выводам. Так как проницаемость тесно коррелирует с величиной петрофизического инварианта, то согласно (3.3.8), в этом случае коэффициент вытеснения будет тесно связан с проницаемостью.

Модель (3.3.6) и связь показателя степени ζ с коэффициентом гидрофобизации требуют тщательной экспериментальной проверки.

Коэффициент вытеснения связан с долей остаточной нефти в объеме эффективной пористости $K_{\text{но эф}}$. Доля нефти в объеме эффективной пористости представляет сумму подвижной и остаточной нефти, (см. уравнение (3.1.5)).

Если по данным ГИС определяется параметр $K_{\text{н эф}}$, то согласно (3.3.2) доля подвижной нефти $K_{\text{н подв эф}}$ определяется коэффициентом вытеснения $K_{\text{выт}}$, который реализуется при данных условиях разработки:

$$K_{\text{н подв эф}} = K_{\text{выт}} - 1 + K_{\text{н эф}}. \quad (3.3.9)$$

Из (3.3.9) следует, что приток нефти возможен при условии $(K_{\text{выт}} + K_{\text{н эф}}) > 1$.

Из (3.3.2) следует, что $K_{\text{но эф}}$ является регулятором фильтрации. При этом непосредственно объем нефти в породе может быть любым, но при $K_{\text{но эф}} = 1$, фильтрация и воды, и нефти прекращается.

Однофазное течение нефти будет происходить в случае $K_{\text{н эф}} = 1$. Технологические или пороговые значения геофизических параметров при этом определяются условием $K_{\text{н эф}} \rightarrow 1$.

Однофазное течение воды будет происходить в случае $K_{\text{н эф}} = K_{\text{но эф}}$, $K_{\text{н подв эф}} = 0$. Технологические или пороговые значения геофизических параметров при этом определяются условием $K_{\text{н эф}} \approx K_{\text{но эф}}$, $K_{\text{н подв эф}} \rightarrow 0$, $0 < K_{\text{но эф}} < 1$.

Из (3.3.9) можно показать, что

$$K_{\text{выт}} = 1 - K_{\text{но эф}}, \quad (3.3.10)$$

где $K_{\text{но эф}}$ – доля остаточной нефти в объеме эффективной пористости.

ГЛАВА 4

КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ*

4.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ

Для повышения эффективности разведки и разработки нефтяных и газовых залежей необходим учет капиллярных характеристик пластов. Изучение капиллярных характеристик коллекторов актуально по причине существенного влияния капиллярных явлений на распределение воды и углеводородов в пласте.

Капиллярные модели коллекторов позволяют обоснованно моделировать сложнопостроенные залежи, более точно прогнозировать контуры нефтегазоносности и мощности (толщины) переходных и чисто нефтяных зон, что является ключевой информацией при планировании бурения новых разведочных и эксплуатационных скважин. Информация о капиллярных характеристиках коллекторов особенно актуальна для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов и при исследованиях средне- и низкопористых пластов.

Обоснованные капиллярные модели коллекторов позволяют сократить объемы нагнетаемой в пласт воды и повысить нефтеотдачу.

Капиллярные силы влияют на процессы нефтегазонакопления и миграции флюидов в пласте, при этом основной силой сопротивления миграции в поровом пространстве является капиллярное давление.

Капиллярное давление может быть определено как разность давлений нефтяной и водной фаз, которые зависят от радиуса поровых каналов пород, поверхностного натяжения углеводород–вода и смачиваемости пород.

Для пор, имеющих цилиндрическую форму, капиллярное давление P_k определяется уравнением Юнга–Лапласа [48]:

$$P_k = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}, \quad (4.1.1)$$

где σ – поверхностное натяжение на границе углеводороды/пластовая вода; θ – угол смачиваемости; r – радиус связанных между собой поровых каналов. В гидрофильной поровой среде капиллярное давление на границе нефти (газа) и воды является положительным. В гидрофобном коллекторе оно отрицательное. Согласно свойству жидкостей и газов самопроизвольно принимать положение и форму, при которых их капиллярная энергия достигает минимального значения, в гидрофильном коллекторе нефти и газу энергетически выгоднее занимать относительно крупные поры, а воде – мелкие. Обратное распределение воды и углеводородов происходит в гидрофобном коллекторе [143].

Из (4.1.1) следует, что пространственное распределение углеводородов зависит от радиуса фильтрующих капилляров, т.е. от ФЕС коллекторов.

На кривой капиллярного давления можно выделить три отличных участка: давление вытеснения (смещения), текущее и максимальное капиллярное давление.

Давление вытеснения также называют давлением прорыва или давлением начала фильтрации, т.е. это минимальное давление, необходимое для прохождения непрерывной несмачивающей фазы (углеводородной нити) через связанные между собой водонасыщенные поровые каналы породы. Величина давления вытеснения определяет изолирующую способность покрывающих пород (способность образовывать ловушки) и вертикальную высоту углеводородной залежи. Очевидно, что углеводороды будут извилисто мигрировать латерально и/или вертикально, выбирая путь наименьшего сопротивления через

*При участии И.С.Дешененкова и А.Н. Петрова.

породы с самыми большими связанными между собой поровыми каналами и с самым меньшим давлением вытеснения, т.е. миграция невозможна, если давление меньше давления вытеснения.

Обычно давление вытеснения определяют в точке начала платообразного участка на кривой капиллярного давления. Давление вытеснения коррелирует с проницаемостью [19].

Текущее капиллярное давление является функцией нефтенасыщенности. Угол наклона платообразного участка кривой характеризует степень отсортированности пор породы-коллектора. По мере ухудшения степени отсортированности пор положение платообразного участка становится все более крутым, что свидетельствует об ухудшении промысловой характеристики нефтегазоносного резервуара. Идеальным для вытеснения нефти можно считать резервуар, охарактеризованный горизонтальным положением платообразного участка кривой капиллярного давления [19].

Максимальное капиллярное давление возникает при предельном нефтенасыщении, т.е. тогда, когда содержание связанной воды в капиллярах минимально.

4.2. СВЯЗЬ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ С ТЕКУЩЕЙ И ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬЮ

В [69] справедливо отмечено, что «анализ существующей специальной литературы, включая регламентирующие документы, показал, что в настоящее время отсутствует общепринятое понимание термина «остаточная водонасыщенность» пород-коллекторов K_{bo} , что ведет к получению неоднозначных результатов при подготовке проектных документов, связанных с подсчетом запасов и составлением технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИН)». Там же предложено принять следующее определение остаточной воды (K_{bo}): остаточная вода – это вода, оставшаяся в углеводородной залежи после ее формирования.

Соответственно этому определению, в кровле залежи возникает минимальная остаточная вода, а на ВНК – максимальная. Обнаруживается принципиальное различие в содержании понятия «остаточная вода» при геологическом и гидродинамическом подходах и, соответственно, – при подсчете геологических и извлекаемых запасов.

При геологическом подходе, вода, оставшаяся после прихода (миграции) нефти, – «остаточная» (но не факт, что гидродинамически неподвижная).

Полагается, что в верхней части залежи может существовать интервал предельного нефтенасыщения, приток из которого всегда должен давать чистую нефть. Однако известно, что даже из наиболее высоких зон нефтяных залежей возможны притоки нефти с водой, не говоря о приконтактной зоне залежей. Этот факт указывает на то, что часть пластовой воды в определенных условиях может сохранять гидродинамическую подвижность в любой части залежи независимо от высоты над уровнем ВНК. Отсюда следует, что высота залежи не является достаточным условием определения остаточной водонасыщенности.

Неснижаемая доля остаточной воды K_{bo} – это доля воды, удерживаемой на поверхности твердой фазы и в тонких капиллярах, асимптотически достигаемой при «неограниченном» увеличении капиллярного давления. Неснижаемая K_{bo} формируется в основном за счет адсорбционных взаимодействий связанной воды и поверхности коллектора. При гидродинамическом моделировании в качестве остаточной (связанной) учитывается та вода, которая не участвует в фильтрации. В [63] введено понятие «предельной гидродинамически остаточной» воды, понимаемой в смысле «неснижаемой» водонасыщенности (при заданных термобарических условиях, свойствах коллектора и флюида).

При описании процессов фильтрации возникает ряд вопросов, например:

- какая часть каждой фильтрующейся фазы будет подвижна или неподвижна при текущих условиях;
- какие предельные градиенты давления необходимо учитывать для определения неподвижной воды, которая и понимается как остаточная.

Очевидно, что величину K_{bo} в смысле «предельной гидродинамически остаточной» воды следует искать на кривых капиллярного давления в области выхода этих кривых на асимптоту. Этому условию могут отвечать малые доли уменьшения водонасыщенности (меньше некоторого заданного значения) по мере роста капиллярного давления.

Далее будет рассмотрена предложенная нами модель связи капиллярного давления с текущей во-

донасыщенностью, позволяющая рассчитать асимптотическое значение K_{bo} для заданных условий. На ее основе нами разработан способ численного моделирования насыщения в переходной зоне.

Изучению процессов многофазной фильтрации, осложненных капиллярностью пористых сред, посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных авторов [8, 163, 182]. В настоящее время существует большое количество моделей, аппроксимирующих данные капилляриметрических исследований и превращающих их в распределение водонасыщенности в переходной зоне (зависимость водонасыщенности от высоты над «зеркалом чистой воды» (ЗЧВ) и ФЕС). Наиболее распространенные из них J -функция, модели Тульбовича, Хасслера–Бруннера, Тиксье и Брукса–Кори. Широкое применение в практике также находят эмпирические подходы моделирования переходной зоны [52, 167].

Подход Леверетта предполагает получение некоторой универсальной зависимости между водонасыщенностью и J -функцией, т.е. многопараметрической зависимости капиллярного давления от ФЕС коллектора (K_{b} , K_{n} , K_{pp}). Математически она описывается выражением

$$J = \frac{P_{\text{k}} \sqrt{K_{\text{pp}} / K_{\text{n}}}}{\sigma \cos \theta}, \quad (4.2.1)$$

где J – J -функция Леверетта; K_{pp} – коэффициент проницаемости; K_{n} – коэффициент пористости. Для отдельных коллекторов наблюдается тесная корреляция между J -функцией и K_{b} :

$$J = c_1 K_{\text{b}}^{-c_2}, \quad (4.2.2)$$

хотя она и не является универсальной.

Выражение для капиллярного давления имеет вид:

$$P_{\text{k}} = \sigma \cos \theta c_1 K_{\text{b}}^{-c_2} \left(\frac{K_{\text{pp}}}{K_{\text{n}}} \right)^{-0.5}. \quad (4.2.3)$$

Функция Леверетта неудовлетворительно описывает изменение насыщенности неоднородных коллекторов. Кроме того, обобщенная связь J -функции с K_{b} содержит эмпирические константы (c_1 и c_2). Поэтому J -функция непригодна для детального описания каждой отдельно взятой кривой капиллярного давления.

Кроме функции Леверетта для описания влияния капиллярных сил на водонасыщенность предложены более гибкие модели, такие, как модель Брукса–Кори:

$$K_{\text{b}} = K_{\text{bo}} + (1 - K_{\text{bo}}) \left(\frac{P_d}{P_{\text{k}}} \right)^{1/\lambda}, \quad (4.2.4)$$

где K_{b} – текущее значение коэффициента водонасыщенности; K_{bo} – коэффициент остаточной водонасыщенности; P_d – давление вытеснения; λ – параметр кривизны.

При настройке модели каждая капиллярная кривая требует задания фиксированных величин K_{bo} , P_d и λ .

Модель Брукса–Кори неточно описывает форму кривых капиллярного давления при низких и высоких значениях текущей водонасыщенности, что отражается на качестве учета изменений капиллярного давления в различных диапазонах изменения проницаемости.

Модель Тиксье [44] для описания кривых капиллярного давления имеет вид:

$$K_{\text{b}} = \left[\sqrt{1 + \left(\sqrt{K_{\text{pp}}} / b \right) P_{\text{k}}} \right]^{-1}. \quad (4.2.5)$$

Данная модель плохо описывает капиллярные кривые в случае высоких давлений. Кроме того, для использования этой модели нужно знать проницаемость.

По аналогии с уравнением изотермы адсорбции нами предложена феноменологическая модель зависимости текущей нефтегазонасыщенности $K_{\text{n,ef}}$ от капиллярного давления P_{k} . Модель управляется одним параметром κ , который тесно связан с ФЕС породы:

$$P_k = \frac{P_{\max}(1-\kappa)}{K_{\text{н.эф}}^{-1} - \kappa}, \quad (4.2.6)$$

где P_{\max} – капиллярное давление, при котором нефтенасыщенность становится меньше предельной. В модель (4.2.6) входит доля нефти в объеме эффективной пористости $K_{\text{н.эф}}$:

$$K_{\text{н.эф}} = 1 - (K_b - K_{\text{bo}})/(1 - K_{\text{bo}}). \quad (4.2.7)$$

Предложенная модель имеет принципиальные преимущества. Ее проверка для представительной коллекции юрских коллекторов (более 200 образцов песчаников сложного минерального состава из различных месторождений Западной Сибири) показала, что для образцов как с высокими, так и средними проницаемостями предложенная модель обеспечивает более точное описание данных лабораторных исследований керна, чем модели Брукса–Кори и Тиксье (рис. 4.2.1). При низких проницаемостях качество описания несколько хуже.

Параметр κ обнаруживает более тесную корреляцию с остаточной водонасыщенностью, проницаемостью и эффективной пористостью, чем параметры λ и b в моделях Брукса–Кори и Тиксье соответственно.

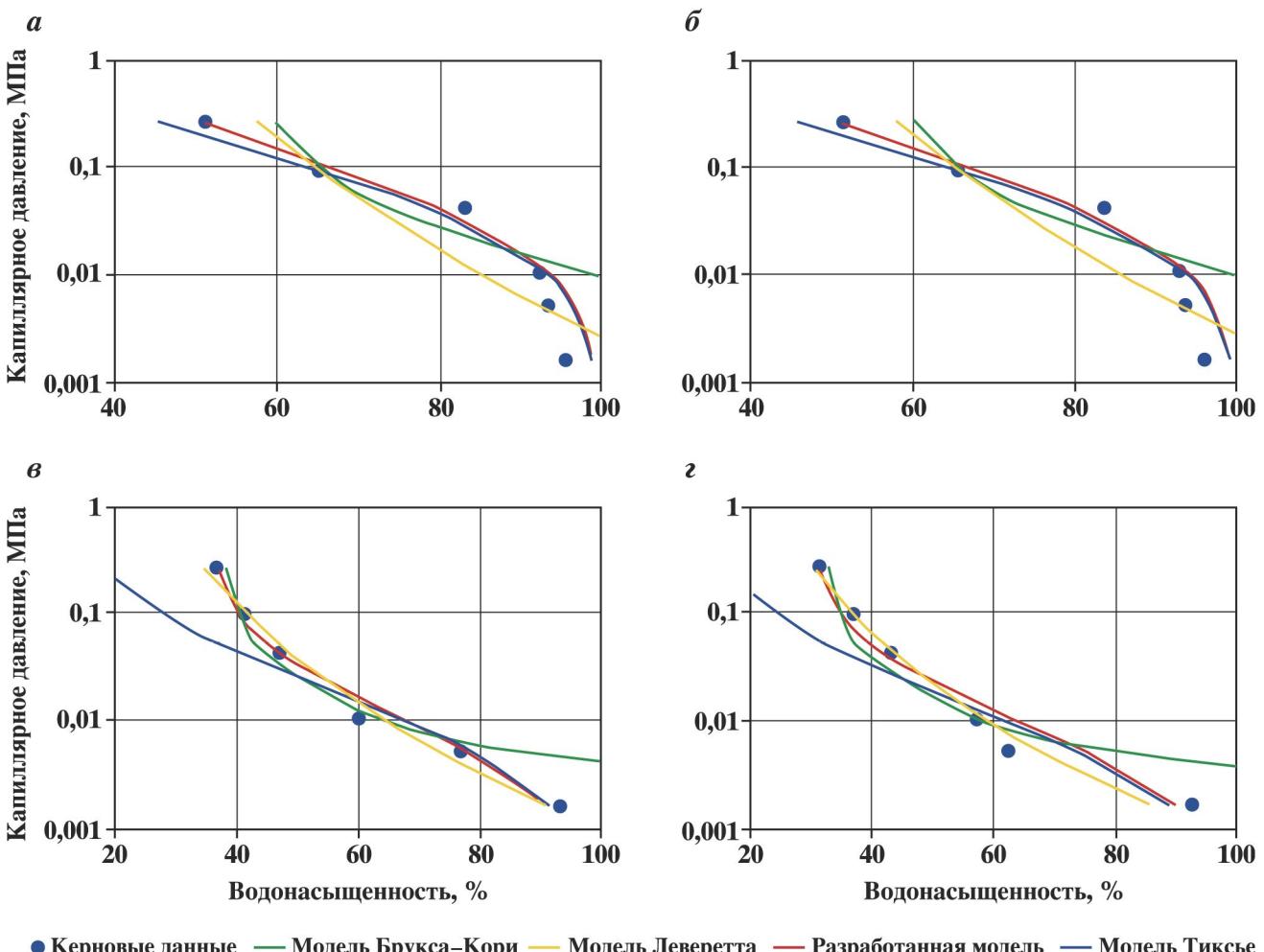


Рис. 4.2.1. Сопоставление моделей капиллярных давлений для представительной коллекции юрских песчаников Западной Сибири.

ФЕС образцов: а – $K_n = 16,3\%$; $K_{pp} = 1,6$ мД; б – $K_n = 19,1\%$; $K_{pp} = 44$ мД; в – $K_n = 19,4\%$; $K_{pp} = 88$ мД; г – $K_n = 18,6\%$; $K_{pp} = 135$ мД

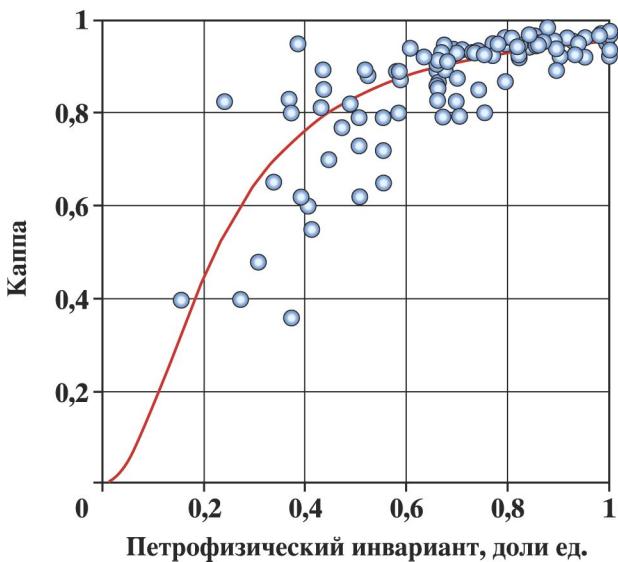
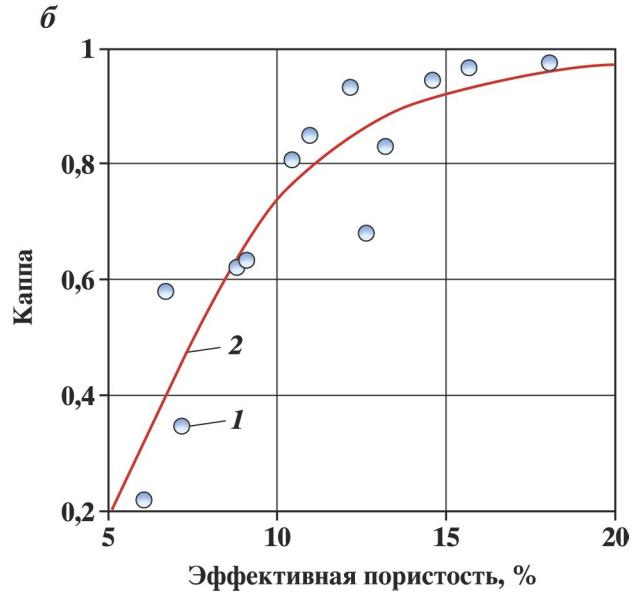
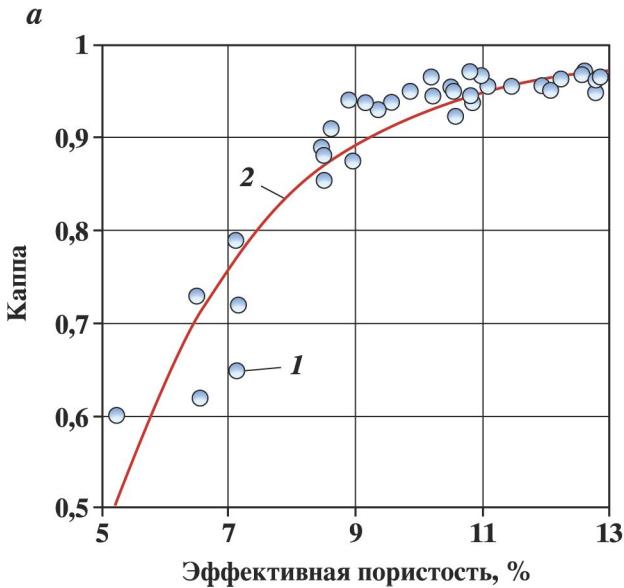


Рис. 4.2.2. Связь параметра каппа с эффективной пористостью, результаты обработки капиллярных кривых и модель (4.2.8):
 а – север Западной Сибири ($r = 0,93$); б – юг Западной Сибири, юрские мелководнистые песчаники;
 1 – экспериментальные данные; 2 – теоретическая модель

Рис. 4.2.3. Связь параметра каппа с петрофизическими инвариантами, экспериментальные данные и кривая по модели (4.2.9)

Связь параметра κ с эффективной пористостью удовлетворительно описывается соотношением вида

$$\kappa = \left[1 + \alpha K_{\text{п.оф}}^{-\beta} \right]^{-1}, \quad (4.2.8)$$

где α и β константы, устанавливаемые путем анализа капиллярных кривых для исследуемых коллекторов (рис. 4.2.2).

Связь петрофизического инварианта с параметром каппа можно описать феноменологической моделью:

$$\kappa = \Psi^2 (\Psi^2 + c)^{-1}, \quad c = 0,05. \quad (4.2.9)$$

На рис. 4.2.3. показаны сопоставления $\kappa(\Psi)$ для мелководнистых песчаников юрского возраста трех месторождений Западной Сибири.

4.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ «АСИМПТОТИЧЕСКОГО» ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ

Производная функции $P(K_{\text{н.эф}})$ имеет вид:

$$\frac{dP_k}{dK_{\text{н.эф}}} = \frac{P_{\max}(1-\kappa)}{(1-K_{\text{н.эф}}\kappa)^2}. \quad (4.3.1)$$

Уравнение (4.3.1) позволяет задавать условия выхода капиллярных кривых на вертикальную асимптоту. При этом градиенты пластовых давлений и текущую нефтенасыщенность целесообразно определять по результатам последовательных гидродинамических исследований и данным ГИС.

В качестве критерия для оценки величины «асимптотической» («неснижаемой») остаточной водонасыщенности положим, что она достигается тогда, когда при изменении давления на 0,1 МПа величина эффективной нефтенасыщенности изменяется на 1 %:

$$\frac{dP_k}{dK_{\text{н.эф}}} = \frac{0,1}{0,01}. \quad (4.3.2)$$

Из (4.3.1) и (4.3.2) находим эффективную нефтенасыщенность, при которой достигается «асимптотическое» условие (4.3.2):

$$K_{\text{н.эф lim}} = \frac{1 - \sqrt{0,1 P_{\max}(1-\kappa)}}{\kappa}. \quad (4.3.3)$$

Водонасыщенность, которая в данном случае является «неснижаемой» остаточной водонасыщенностью и соответствует «асимптотической» эффективной нефтенасыщенности, определяется по формуле

$$K_{\text{bo lim}} = K_{\text{bo}}(P_{\max}) + [1 - K_{\text{bo}}(P_{\max})](1 - K_{\text{н.эф lim}}). \quad (4.3.4)$$

Давление, соответствующее «асимптотической» эффективной нефтенасыщенности P_{lim} , определим по модели

$$P_{\text{lim}} = \frac{P_{\max}(1-\kappa)}{\kappa} \left[\left(1 - \sqrt{0,1 P_{\max}(1-\kappa)} \right)^{-1} - 1 \right]^{-1}, \quad (4.3.5)$$

где $K_{\text{bo}}(P_{\max})$ – это K_{bo} , которое получают в результате опыта, т.е. водонасыщенность, соответствующая максимальному достижимому в процессе эксперимента давлению (последняя точка на капиллярной кривой). Асимптотическое значение K_{bo} может оказаться как меньше, так и больше того, что получают из опытов. Например, в чистых хорошо проницаемых образцах условие на асимптотике достигается уже при более низких давлениях [163].

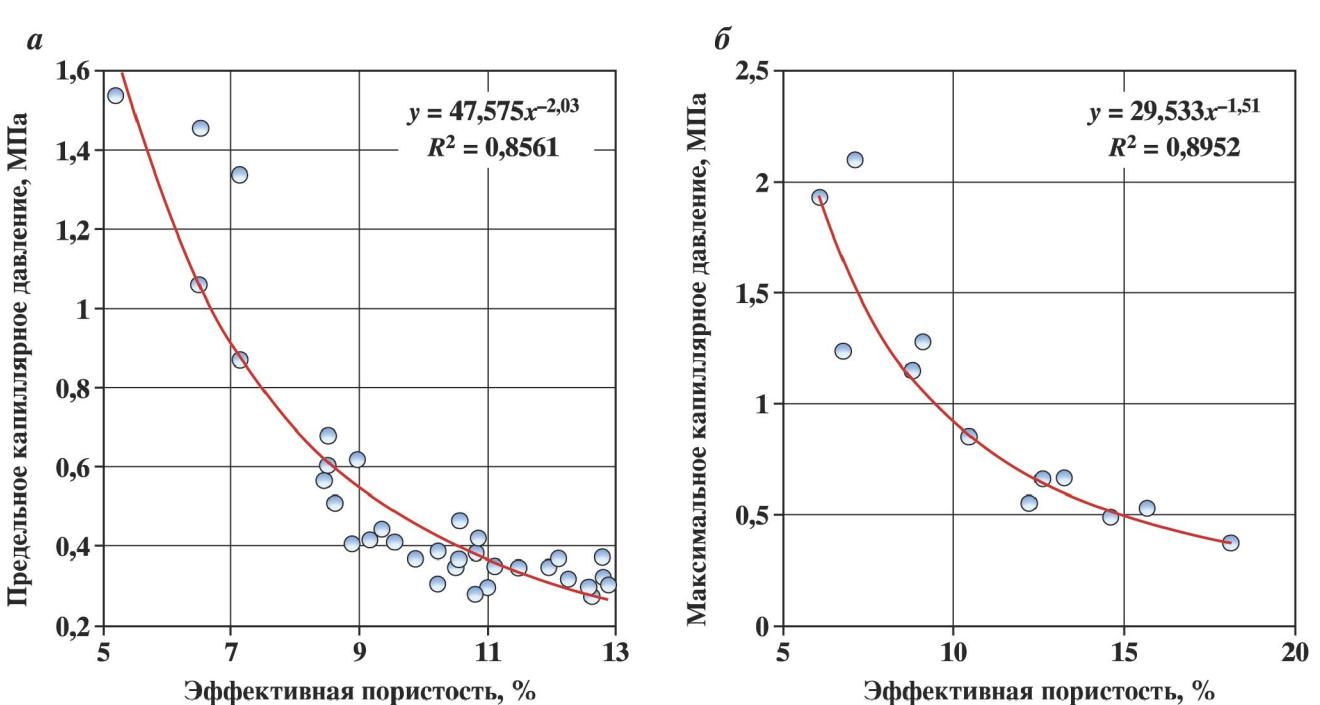
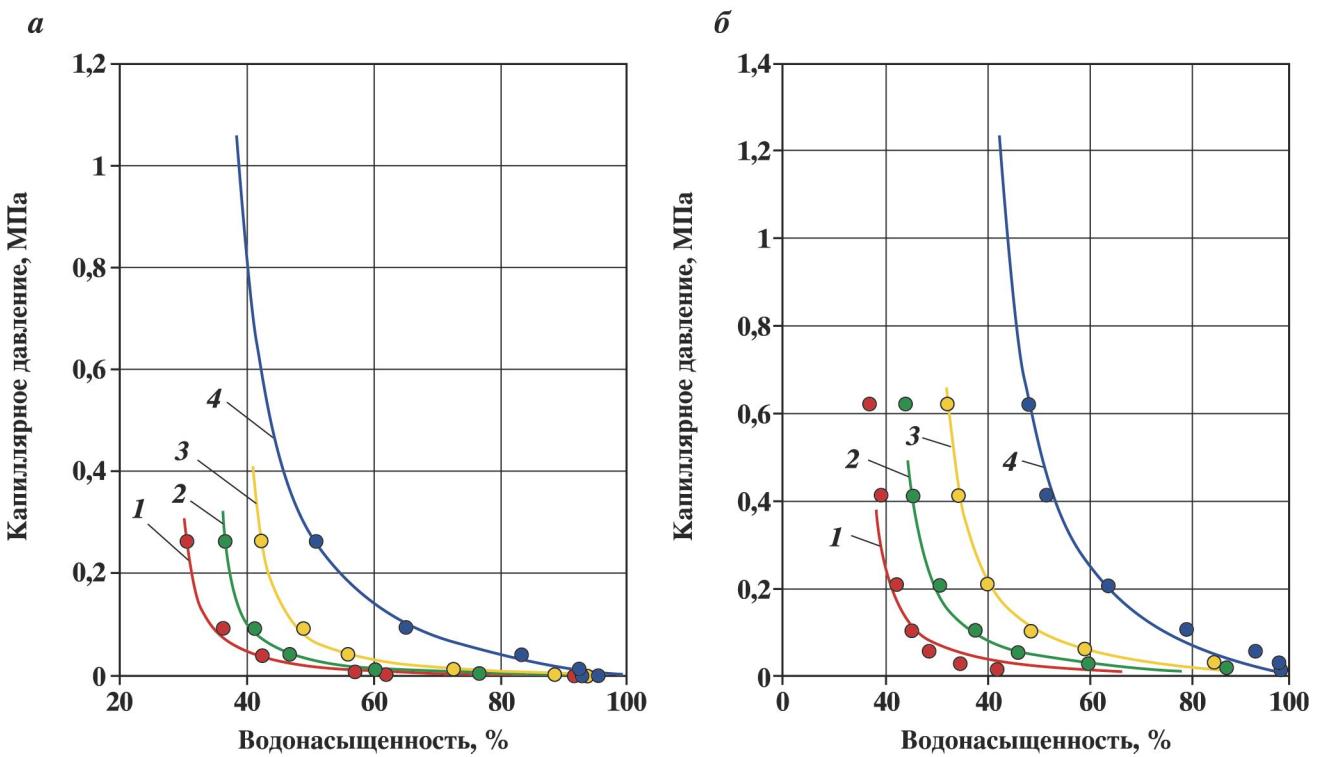
На рис. 4.3.1 показаны измеренные капиллярные кривые и расчетные модельные зависимости $K_{\text{в}}(P_k)$. Выбраны контрастные по ФЕС образцы юрских мелководных песчаников Западной Сибири: рис. 4.3.1, а.

Модельные кривые рассчитаны по (4.2.6), предельное капиллярное давление P_{lim} – по (4.3.5), «асимптотический» коэффициент остаточной водонасыщенности, соответствующий P_{lim} – по (4.3.4).

На связях, представленных на рис. 4.3.2 и 4.3.3, предельное давление тем больше, чем ниже эффективная пористость и проницаемость. Чем хуже ФЕС коллектора, тем при больших капиллярных давлениях достигается величина остаточной водонасыщенности.

На рис. 4.3.4 показано изменение величины эффективной пористости при переходе от «лабораторного» K_{bo} к расчетному «асимптотическому». При высоких и средних ФЕС коллектора изменение $K_{\text{н.эф}}$ составляет менее 1 % абс. Наибольшее различие между «лабораторным» и расчетным «асимптотическим» K_{bo} отмечается в области низких $K_{\text{н.эф}}$, т.е. максимально для коллекторов с худшими ФЕС.

Из результатов, представленных на рис. 4.3.1, следует, что для коллекторов с хорошими ФЕС экспериментальные максимальные давления оказываются выше расчетных предельных давлений (образцы «передавлены»). Для образцов с плохими ФЕС – наоборот – (образцы «недодавлены»), величина предельного давления не достигается. Для коллекторов со средними ФЕС экспериментальные максимальные давления близки к расчетным предельным.



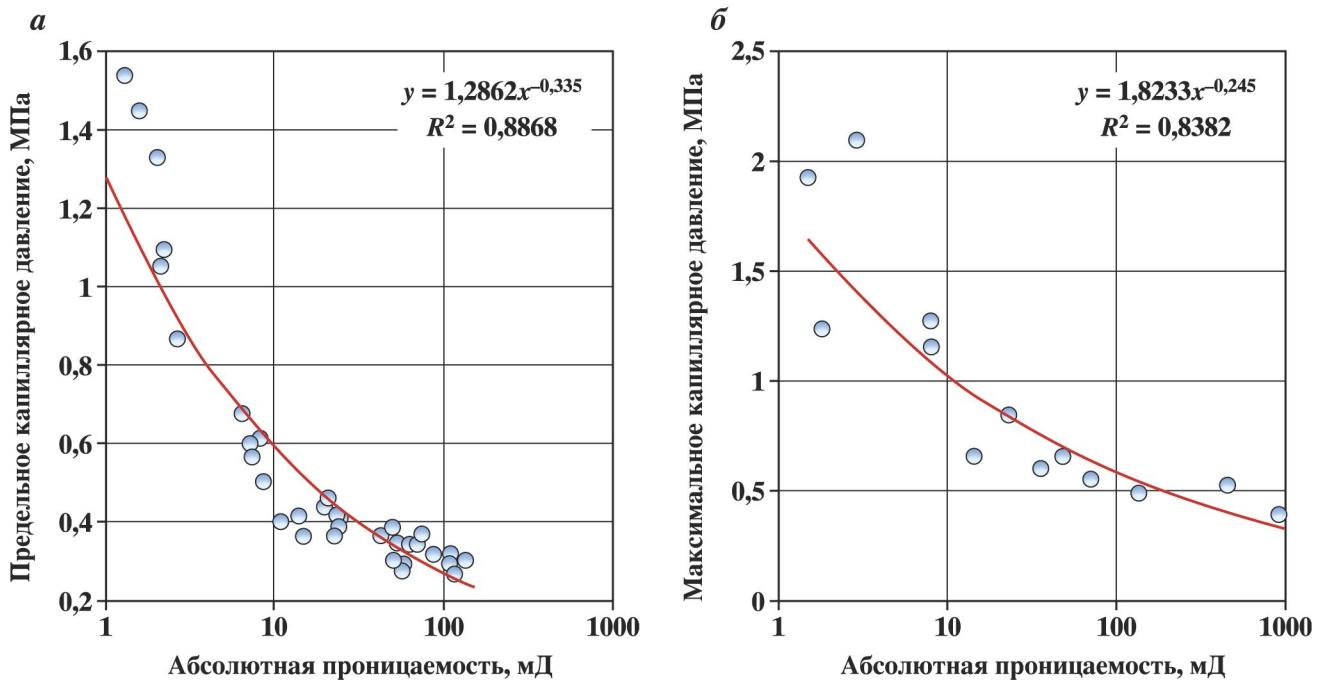


Рис. 4.3.3. Связь предельного капиллярного давления, рассчитанного по формуле (4.3.5), с проницаемостью; юрские мелкозернистые песчаники, Западная Сибирь:
а – север и б – юг Западной Сибири, юрские мелкозернистые песчаники

В практике изучения пород-коллекторов нефти (газа) и погребенных вод по данным ГИС рассматриваются совместно доли объема порового пространства, заполненного нефтью (газом) и водной фазой: $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{в}}$.

Подчеркнем, что величина коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$ представлена суммой остаточной ($K_{\text{в0}}$) и подвижной водонасыщенностей ($K_{\text{в подв}}$). Для целей подсчета запасов объемным методом основной интерес представляет величина $K_{\text{н}}$, и разделение $K_{\text{в}}$ на $K_{\text{в0}}$ и $K_{\text{в подв}}$ имеет подчиненное значение.

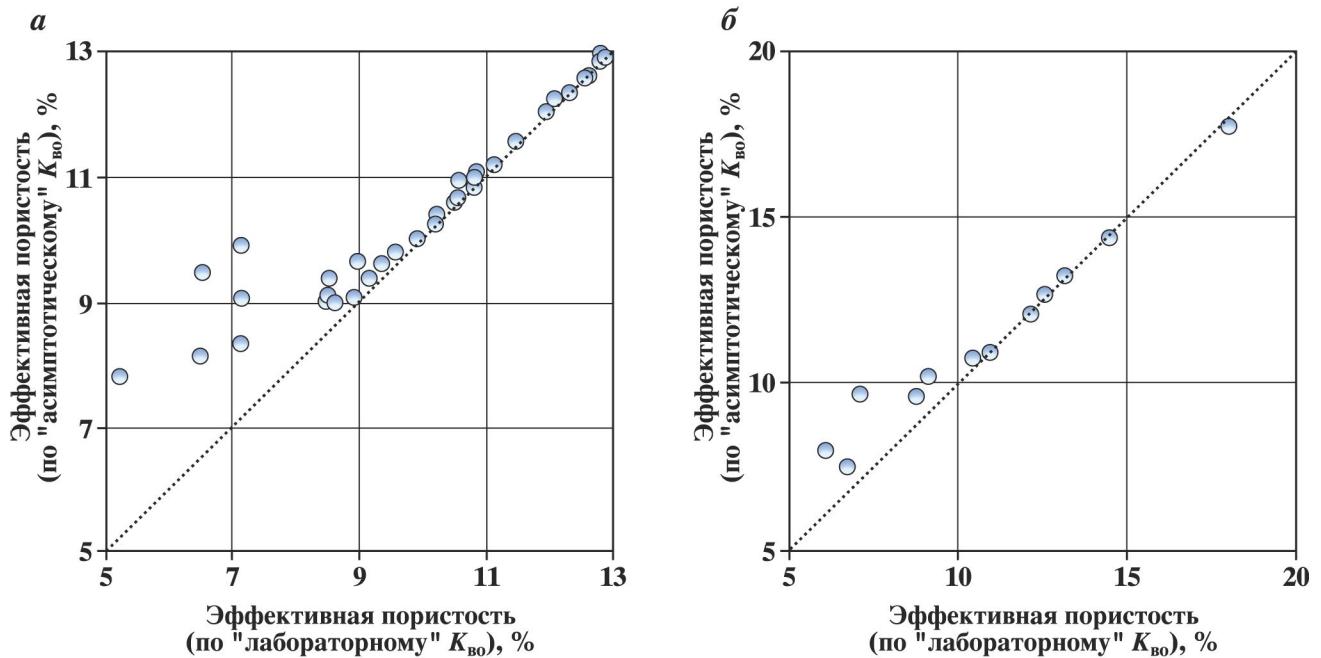


Рис. 4.3.4. Изменение величины эффективной пористости, при переходе от «лабораторного» $K_{\text{в0}}$ к расчетному «асимптотическому». При высоких и средних ФЕС коллектора (более 7 %) изменение составляет менее 1 % abs:

а – север и б – юг Западной Сибири, юрские мелкозернистые песчаники

Однако для решения задач разработки и гидродинамики такое разделение оказывается весьма значимым.

Возникает необходимость четкого разделения понятий $K_{\text{в}}$ и $K_{\text{бо}}$. В случае предельной нефтенасыщенности коллектора $K_{\text{в}} = K_{\text{бо}}$. В переходной зоне помимо $K_{\text{бо}}$ в порах коллектора содержится и доля подвижной воды $K_{\text{в подв}}$. В этом случае отождествление $K_{\text{в}}$ с $K_{\text{бо}}$ неприемлемо.

Величина подвижной водонасыщенности соответствует балансу капиллярных и гравитационных сил на заданной отметке над ЗЧВ. При фильтрации степень подвижности этой доли воды зависит от фазовой проницаемости и разности гидродинамического перепада давления и капиллярного давления.

Величина остаточной водонасыщенности при заданных физико-химических и термобарических условиях, присущих разработке данного участка пласта, понимается как предельная (неснижаемая) величина, которая не зависит от прикладываемого градиента давления.

Приведенный способ расчета «асимптотического» значения $K_{\text{бо}}$ может быть использован в качестве критерия точности (достоверности) определения $K_{\text{бо}}$ при лабораторных исследованиях. Сопоставимость экспериментального значения $K_{\text{бо}}$ с расчетным «асимптотическим» значением может служить признаком удовлетворительного приближения к реальному величине $K_{\text{бо}}$.

4.4. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАСЫЩЕНИЯ В ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЕ

Взаимодействие гравитационных и капиллярных сил определяет вертикальное распределение флюидов по высоте залежи. Гравитационное распределение приводит к заполнению углеводородами верхней части залежи. Однако действие капиллярных сил, возникающих на контакте воды и нефти в гидрофильтрной поровой среде, приводит к подъему воды выше уровня, соответствующего уровню гравитационного распределения флюидов. В результате в гидрофильтрном коллекторе возникает весьма сложная картина распределения воды и нефти по разрезу в области водонефтяных контактов.

Строение и размеры этих толщ, развитых по вертикали залежи нефти, определяются физико-химическими и капиллярными микропроцессами в продуктивных пластах.

На этом микроуровне по высоте залежи выделяются три зоны: *а)* зона, из которой получают безводную нефть, т.е. чисто нефтяная зона; *б)* переходная водонефтяная зона; *в)* зона, дающая 100 % воды.

Высота капиллярного поднятия воды увеличивается при уменьшении радиуса пор породы коллектора, при уменьшении разности плотностей контактирующих фаз, при увеличении межфазного натяжения на границе последних и увеличении степени гидрофильтрности твердой фазы. При наличии у залежи переходной зоны возникают определенные трудности при определении положения водонефтяного контакта, в частности, при подсчете запасов нефти [19, 52].

Зависимость капиллярного давления от текущей водонасыщенности позволяет рассчитать распределение насыщения в переходной толще выше ЗЧВ.

Зависимость капиллярного давления от текущей высоты H относительно ЗЧВ имеет следующий вид:

$$P_{\text{k}} = (H_{\text{в}} - H)g(\sigma_{\text{в}} - \sigma_{\text{н}}), \quad (4.4.1)$$

где $H_{\text{в}}$ – вертикальная глубина ЗЧВ; g – ускорение свободного падения; $\sigma_{\text{в}}$ и $\sigma_{\text{н}}$ – плотности воды и нефти в пластовых условиях. Это выражение широко применяется на практике, хотя строго оно справедливо для описания равновесия флюидов в прямой вертикальной трубке.

Выражение для максимального капиллярного давления, т.е. капиллярного давления, при котором нефтенасыщенность становится меньше предельной, аналогично (4.4.1) с заменой H на H_{n} (вертикальная глубина зоны предельного нефтенасыщения):

$$P_{\text{lim}} = (H_{\text{в}} - H_{\text{n}})g(\sigma_{\text{в}} - \sigma_{\text{н}}). \quad (4.4.2)$$

На рис. 4.4.1 показана связь высоты над ЗЧВ, рассчитанной по (4.3.5) и (4.4.3), с эффективной по-

Рис. 4.4.1. Сопоставление высоты над зеркалом чистой воды с эффективной пористостью

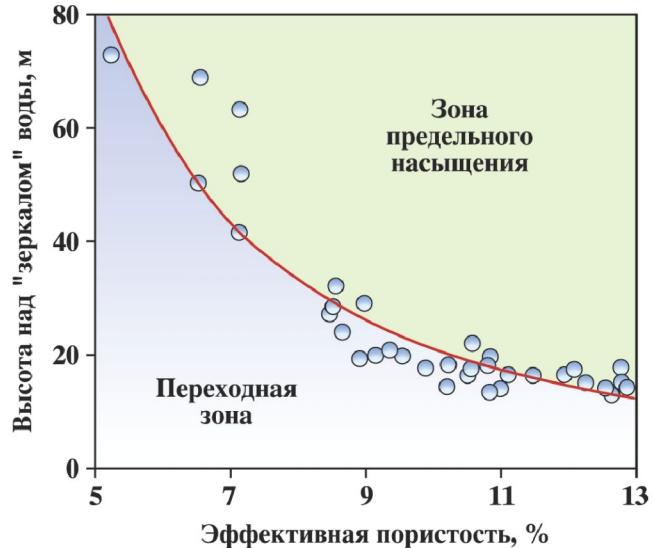
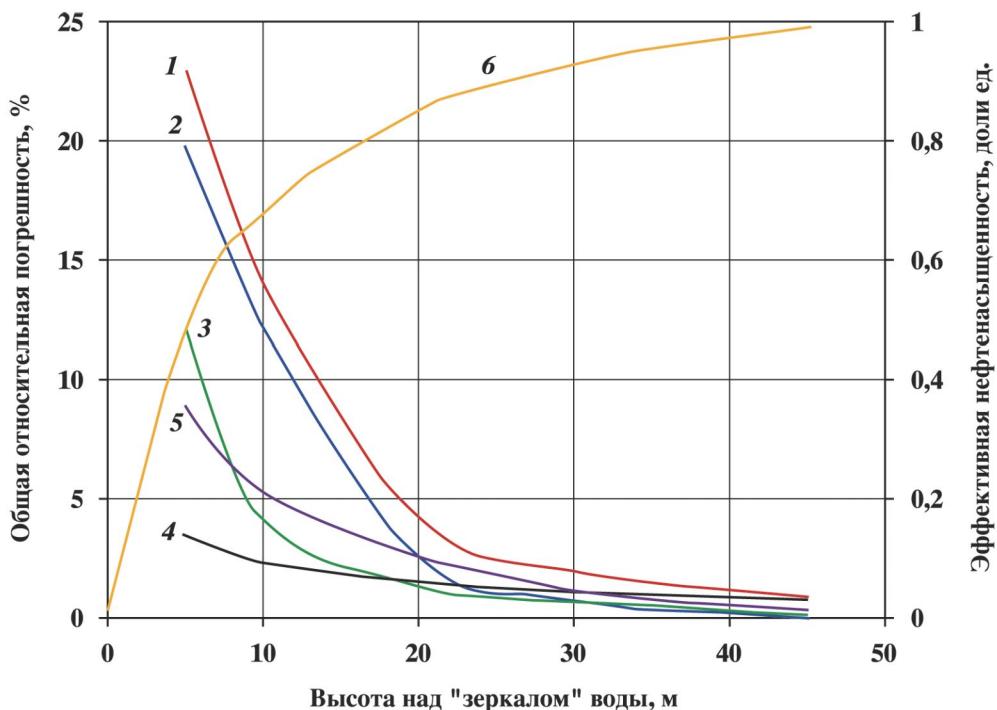


Рис. 4.4.2. Общая относительная (1) и парциальные погрешности определения эффективной нефтенасыщенности как функции высоты подъема над ЗЧВ.

Шифр кривых: парциальные погрешности входных параметров алгоритма (4.4.3): 2 — абсолютная отметка ЗЧВ; 3 — текущая абсолютная отметка; 4 — абсолютная отметка предельно нефтенасыщенной зоны; 5 — параметр κ ; 6 — эффективная нефтенасыщенность, рассчитанная по алгоритму (4.4.3)



ристостью. Этот график имеет важное практическое значение: если по площади залежки известны абсолютные отметки уровня свободной воды, то по величине эффективной пористости возможен прогноз продуктивности и состава притока.

Таблица 4.1

Исходные данные для имитационного моделирования погрешностей алгоритма (4.4.3) методом Монте-Карло

№ п/п	Параметр	Значение параметра	СКО параметра
1	Абсолютная отметка ЗЧВ*, м	1000	3
2	Абсолютная отметка зоны предельного нефтенасыщения, м	1050	3
3	Текущая абсолютная отметка, м	1005, 1010, 1020, 1030, 1040, 1045	1
4	Параметр κ	0,88	0,02

*Неопределенности абсолютных отметок заданы исходя из средних погрешностей инклинометрии.

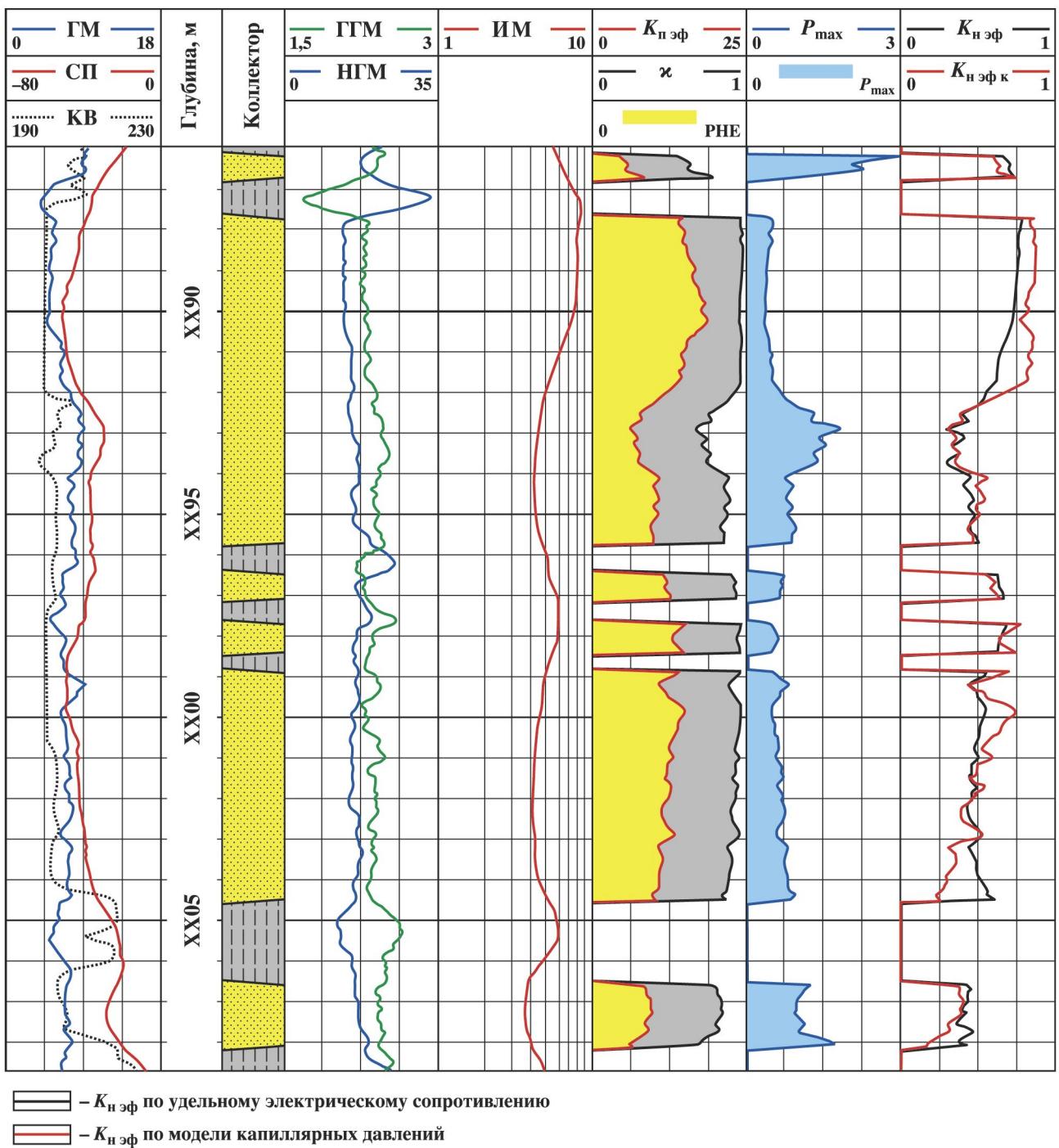


Рис. 4.4.3. Пример практической реализации методики для средне- мелкозернистых юрских песчаников Западной Сибири

Обозначим $h = (H_b - H_h)/(H_b - H)$, тогда, объединяя (4.2.6), (4.4.1) и (4.4.2), получим выражение для расчета текущей эффективной нефтенасыщенности $K_{n\text{ eff}}$ на глубине H :

$$K_{n\text{ eff}} = [h(1 - \kappa) + \kappa]^{-1}. \quad (4.4.3)$$

В выражение (4.4.3) входят вертикальные глубины, что придает особую актуальность точности дирекционных измерений в скважинах и учету их погрешностей.

Для расчета насыщения по разработанной методике по комплексу методов ГИС необходимо определять эффективную пористость. По величине эффективной пористости вычисляют параметр кривизны κ , входящий в (4.4.3).

Точность алгоритма, главным образом, зависит от неопределенности задания абсолютных отметок ЗЧВ и, в меньшей мере, от неопределенности оценки параметра κ . Этот результат получен на основе анализа статистических распределений погрешностей параметров модели (4.4.3) путем имитационного моделирования методом Монте-Карло при 100 000 повторений. Исходные данные для моделирования погрешностей алгоритма (4.4.3) указаны в табл. 4.1.

На рис. 4.4.2 приведен график зависимости погрешности определения эффективной нефтенасыщенности от высоты поднятия над ЗЧВ. Видно, что погрешность определения насыщения коллекторов максимальна вблизи ЗЧВ и убывает с ростом абсолютной отметки и увеличением эффективной нефтенасыщенности, достигая минимальных величин в предельно нефтенасыщенной зоне.

Результаты практической реализации алгоритма (4.4.3) для средне- и мелкозернистых юрских песчаников Западной Сибири сравниваются с результатами расчета насыщения по аддитивной интерпретации данных электрометрии (см. далее во второй части) на рис. 4.4.3. Хорошая сходимость результатов расчета по двум методикам подтверждает достоверность определения нефтенасыщенности.

ГЛАВА 5

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

5.1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЯЗИ ПРОНИЦАЕМОСТИ С ФЕС

Совместное использование закона Дарси, описывающего фильтрацию объема флюида Q_Φ через образец площадью $S_{\text{обр}}$:

$$Q_\Phi = K_{\text{пр}} S_{\text{обр}} P/v L_{\text{обр}}, \quad (5.1.1)$$

и формулы Пуазейля, описывающей фильтрацию объема флюида Q_Φ по капиллярам площадью $S_{\text{кан}}$ и радиусом r :

$$Q_\Phi = cn \pi r^4 S_{\text{кан}} P/v L_{\text{кан}}, \quad (5.1.2)$$

(при этом полагается, что в образце присутствует n капилляров одинакового радиуса длиной $L_{\text{кан}}$), позволяет получить для определения проницаемости следующее выражение:

$$K_{\text{пр}} = cr^2 K_{\text{п эф}}/T^2, \quad (5.1.3)$$

где $T = L_{\text{кан}}/L_{\text{обр}}$ – извилистость капилляра; c – постоянная [43]. Применение эффективной пористости в данном случае обусловлено положением, что рассматриваются поры, доступные для фильтрации.

Это уравнение можно записать в следующем виде, учитывая, что $K_{\text{п эф}} = (S_{\text{кан}}/S_{\text{обр}}) (L_{\text{кан}}/L_{\text{обр}})$:

$$K_{\text{пр}} = cr^2 S/T, \quad (5.1.4)$$

где $S = S_{\text{кан}}/S_{\text{обр}}$ – просветность породы [177, 178].

С учетом (5.1.4) можно показать, что коэффициент проницаемости является аналогом удельного электрического сопротивления, а соотношение $cr^2/K_{\text{пр}}$ является аналогом «классического» параметра пористости:

$$P_{\text{п}} = T/S = cr^2/K_{\text{пр}}. \quad (5.1.5)$$

Таким образом, коэффициент проницаемости характеризует площадь каналов (капилляров) фильтрации, пропорциональную просветности (сечению) и обратно пропорциональную извилистости (длине) капилляров. Аналогично УЭС проводника зависит от геометрических размеров проводника и непосредственно сопротивления материала проводника.

Уравнение Козени–Кармана, в основу теории которых положена модель, достаточно близкая к реальным породам, имеет вид:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{п эф}}^3 / (f S_{\text{уд}}^2 T^2). \quad (5.1.6)$$

Содержание остаточной воды в породе определяется удельной поверхностью и толщиной пленки связанной воды [85] $\tau_{\text{вс}}$:

$$K_{\text{вс}} K_{\text{п}} = \tau_{\text{вс}} S_{\text{уд}}. \quad (5.1.7)$$

Обменная адсорбционная способность Q единицы объема породы пропорциональна удельной адсорбционной поверхности $S_{\text{адс}}$ и плотности заряда двойного слоя σ [22]:

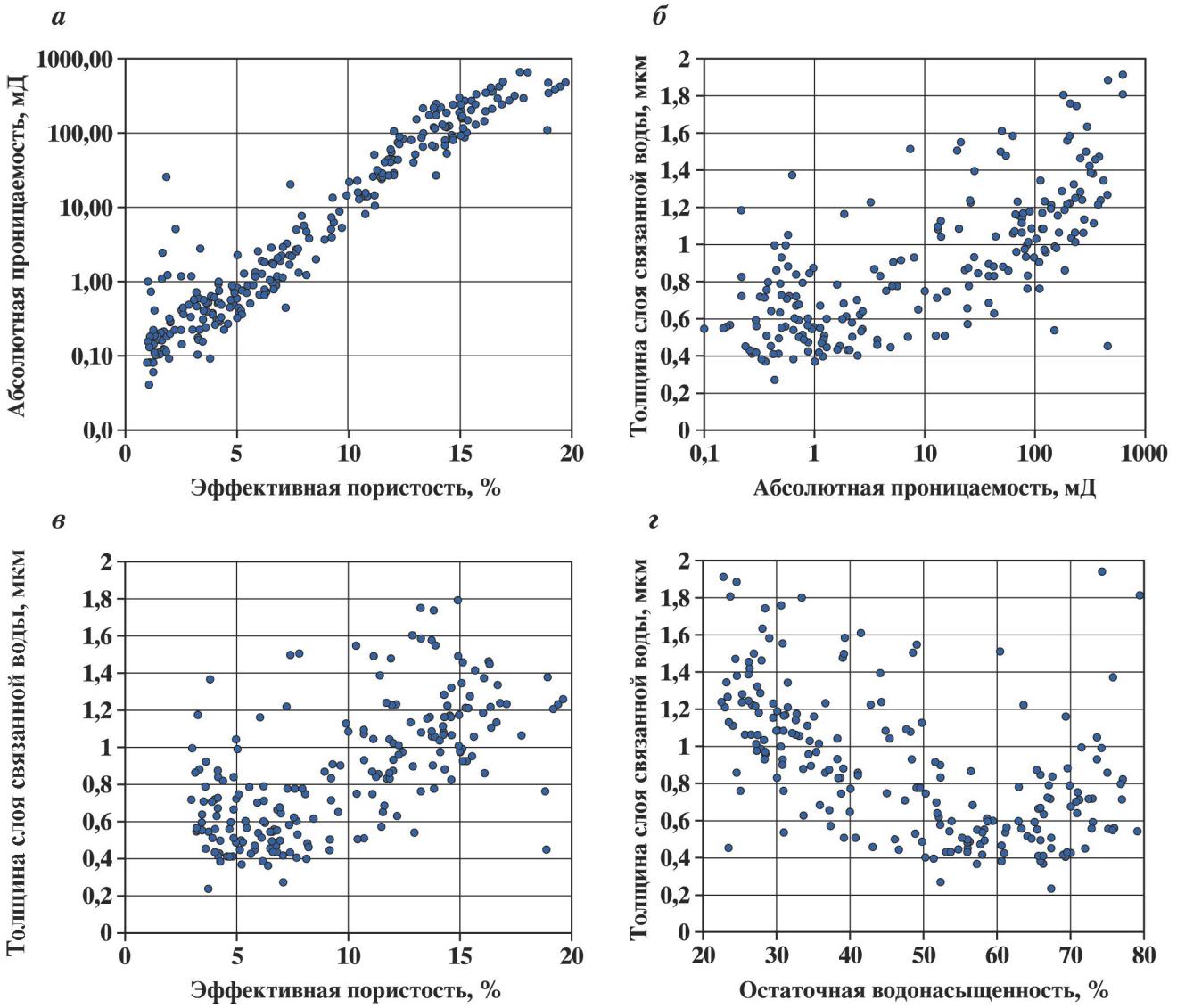


Рис. 5.1.1. Сопоставление проницаемости с эффективной пористостью (а); толщины слоя связанной воды: с абсолютной проницаемостью (б), эффективной пористостью (в) и остаточной водонасыщенностью (г)

$$Q = S_{\text{адс}} \sigma. \quad (5.1.8)$$

Приведенная емкость поглощения (обмена) q среды определяет концентрацию ионов двойного слоя в объеме пор:

$$q = Q/K_{\Pi} = \sigma S_{\text{уд}}/K_{\Pi} \quad (5.1.9)$$

Адсорбционная поверхность совпадает с удельной поверхностью.

Отсюда следует, что остаточная водонасыщенность пропорциональна приведенной емкости обмена и зависит от толщины пленки связанный воды и плотности заряда ДЭС:

$$K_{\text{бо}} = q\tau_{\text{бо}}/\sigma. \quad (5.1.10)$$

Для идеального грунта (кубическая укладка одноразмерных сфер) $S_{\text{уд}} = \pi/d_3$, тогда $K_{\text{бо}} = (\pi/d_3)(\tau_{\text{бо}}/K_{\Pi})$, где d_3 – диаметр зерен.

Подставляя в формулу (5.1.6) значение удельной поверхности из (5.1.7), получим:

$$K_{\text{пр}} = K_{\Pi}^3 \tau_{\text{бо}}^2 (f K_{\Pi}^2 K_{\text{бо}}^2 T^2). \quad (5.1.11)$$

Полагая, что извилистость каналов фильтрации близка к извилистости каналов прохождения электрического тока, параметр пористости можно записать в виде $P_{\text{п}} = fT^2/K_{\text{п}}$ [74]. Тогда из (5.1.11) получим:

$$K_{\text{пр}} = (1 - K_{\text{бо}})^3 \tau_{\text{бо}}^2 / (K_{\text{бо}}^2 P_{\text{п}}). \quad (5.1.12)$$

Практическое применение уравнения (5.1.11) затруднено в силу неопределенности параметра $\tau_{\text{бо}}$ и коэффициента f ($1,6 < f < 2,7$, для круглых капилляров $f = 2$).

Тем не менее, результаты измерений на керне абсолютной проницаемости, остаточной водонасыщенности и параметра пористости позволяют оценить толщину слоя остаточной воды:

$$\tau_{\text{бо}} = [K_{\text{бо}}^2 P_{\text{п}} K_{\text{пр}} / (1 - K_{\text{бо}})^3]^{0.5}. \quad (5.1.13)$$

Для определения толщины слоя связанный воды в единый массив были сведены данные по некоторым скважинам ряда месторождений Западной Сибири, пласти от АВ до ЮВ, что составило 215 определений ФЕС коллектора (для исключения влияния «шума» погрешностей измерений, из рассмотрения были удалены коллекторы с эффективной пористостью меньше 3 %). На рис. 5.1.1, *a* показано сопоставление проницаемости с эффективной пористостью для образцов, принятых для расчета. Толщина слоя остаточной воды была рассчитана по (5.1.13). На рис. 5.1.1 приведены сопоставления полученной $\tau_{\text{бо}}$ с абсолютной проницаемостью (рис. 5.1.1, *б*), эффективной пористостью (рис. 5.1.1, *в*) и остаточной водонасыщенностью (рис. 5.1.1, *г*).

5.2. КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Попытки определения проницаемости по данным ГИС основываются на эмпирических корреляционных связях типа «керн – ГИС». Суть всех методик сводится к оценке динамического параметра (проницаемости) через статические: пористость, глинистость, естественную радиоактивность, минеральный (элементный) состав и т.д. Хотя в некоторых случаях такие связи получить удается, область их применимости оказывается очень узкой.

Еще в 50-х годах прошлого века В.Н. Дахнов и В.Н. Кобранова [45] указали на возможность интенсивной корреляции между эффективной пористостью и проницаемостью, что было подтверждено работами отечественных исследователей (А.А. Ханин и др.). Эффективная пористость, как и проницаемость, – синтетическая петрофизическая характеристика коллектора, характеризующая его состав, свойства, генезис, условия залегания и степень вторичных преобразований.

Проницаемость, как и эффективная пористость, является динамической характеристикой коллектора. Оба параметра зависят от обширной совокупности факторов, характеризующих свойства матрицы и цемента, заполняющего емкостное пространство. По этой причине между эффективной пористостью и проницаемостью наблюдается интенсивная корреляция. Она отмечается, в частности, для сложных полиминеральных глинистых коллекторов Западной Сибири.

Возможность определения эффективной пористости по данным ГИС в принципе открывает перспективу количественной оценки проницаемости непосредственно в условиях естественного залегания пород. Это обстоятельство еще раз указывает на актуальность изучения эффективной пористости и факторов, определяющих ее величину, и закономерности связей с петрофизическими и геофизическими параметрами.

Количественное определение проницаемости по данным ГИС (за исключением прямых гидродинамических и радиоиндикаторных методов) основано на наличии устойчивой корреляционной связи между нею и какой-либо петрофизическими характеристикой (или комплексом характеристик), определяемых по данным ГИС. Наиболее тесной связи можно ожидать между проницаемостью и петрофизическими инвариантами Ψ .

Для гранулярных коллекторов коэффициент корреляции между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью значительно выше, чем с пористостью (до 0,93 и выше). Это объясняется тем, что пористость – лишь частная петрофизическая характеристика, не отражающая ни состава матрицы и цемента, ни их поверхностных свойств, ни свойств свободного и остаточного флюида.

Остаточная водонасыщенность, свойства и параметры которой были рассмотрены в главе 1, учитывает влияние значительно большего числа факторов, что и объясняет более высокую интенсивность корреляции с проницаемостью, и устойчивость этой связи. Не случайно величина $K_{\text{бо}}$ явным образом

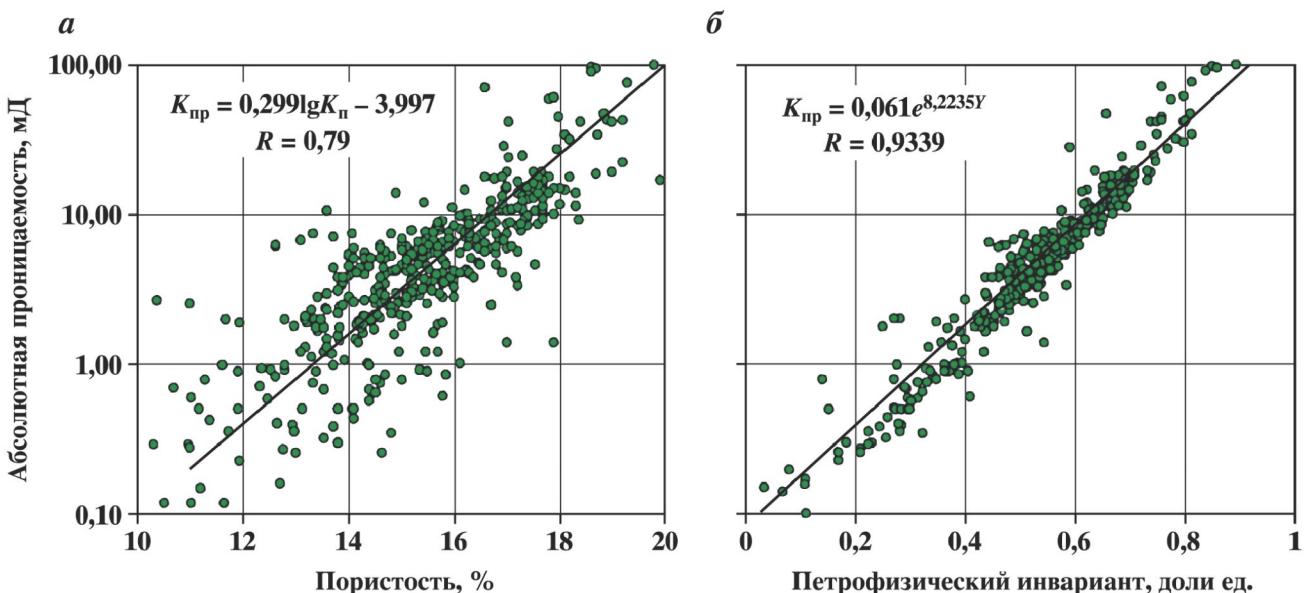


Рис. 5.2.1. Поля корреляции абсолютной проницаемости (по газу) с пористостью (*а*) и петрофизическим инвариантом (*б*) для ачимовских отложений Мало-Балыкского месторождения

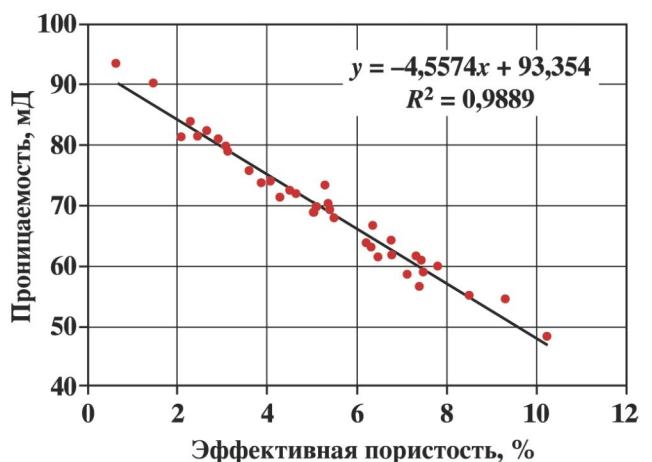


Рис. 5.2.2. Сопоставление абсолютной проницаемости (по газу) с эффективной пористостью для юрских отложений Европейского севера

входит в некоторые модели, предложенные для определения проницаемости (уравнение Тимура и др.). Переход к петрофизическому инварианту Ψ (эффективной пористости) еще больше усиливает эту корреляцию, обеспечивая возможность количественного прогноза проницаемости (рис. 5.2.1).

Однако тесная растущая взаимосвязь между проницаемостью и эффективной пористостью в некоторых случаях может не выполняться.

При совместном влиянии как межзерновой, так и трещинной проницаемости зависимости могут быть убывающими (рис. 5.2.2).

Такие эффекты необходимо рассматривать и изучать отдельно.

5.3. ИНВАРИАНТНОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Тренд поля корреляции газопроницаемости с эффективной пористостью описывается уравнением

$$K_{\text{пп}}(K_{\text{пз ф}}) = m \exp(nK_{\text{пз ф}}). \quad (5.3.1)$$

В полулогарифмическом масштабе зависимость (5.3.1) представляет собой прямую линию. Величина $K_{\text{пп min}}$ понимается в смысле предела

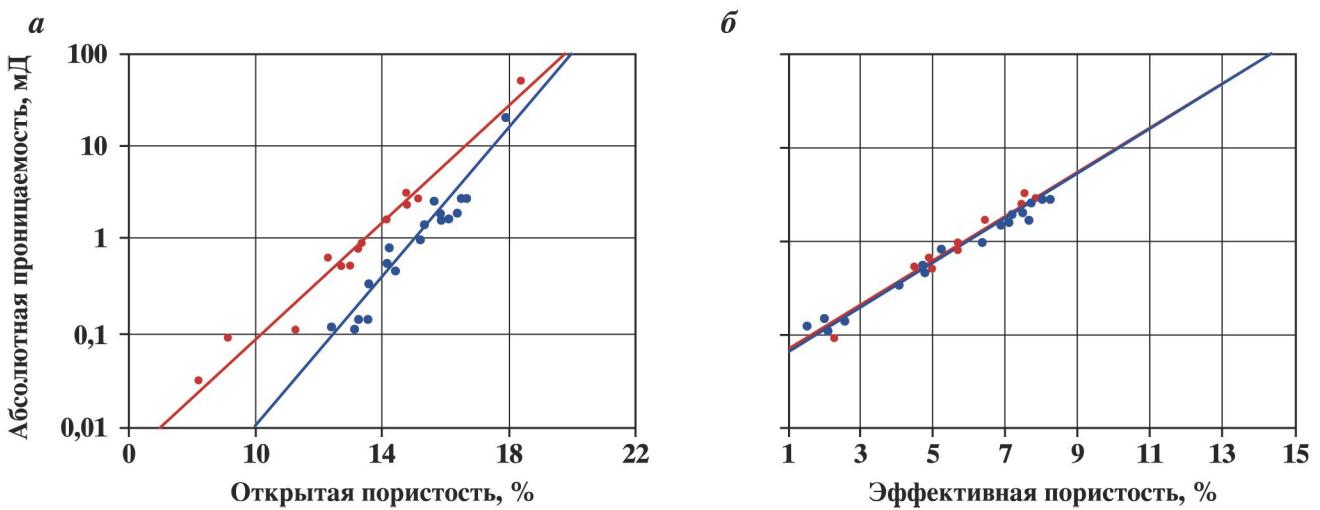


Рис. 5.3.1. Связи абсолютной проницаемости с общей и эффективной пористостями:
 a – для фиксированных значений полной водоудерживающей способности $\mu = 9,8 \pm 1\%$ (красные) и $\mu = 11,5 \pm 1\%$ (синие точки); b – с эффективной пористостью для фиксированных значений полной водоудерживающей способности $\mu = 9,8 \pm 1\%$ (красные точки) и $\mu = 11,5 \pm 1\%$ (синие точки), мелководнистые песчаники юрского возраста, Западная Сибирь

$$K_{\text{пр min}} = \lim K_{\text{пр}}(K_{\text{п эф}}), K_{\text{п эф}} \rightarrow 0. \quad (5.3.2)$$

Строго говоря, при $K_{\text{п эф}} = 0$ проницаемость также равна нулю, однако предел существует, как соответствующая экстраполяция выражения (5.3.1).

Инвариантность проницаемости может быть установлена путем нормирования текущей проницаемости $K_{\text{пр}}$ и проницаемости матрицы $K_{\text{пр max}}$ на величину «минимальной» проницаемости $K_{\text{пр min}}$.

Отношение логарифмов нормированных проницаемостей представляет величину петрофизического инварианта:

$$\Psi = \ln(K_{\text{пр}}/K_{\text{пр min}})/\ln(K_{\text{пр max}}/K_{\text{пр min}}). \quad (5.3.3)$$

На рис. 5.3.1, a представлены связи абсолютной проницаемости с общей пористостью для фиксированных значений полной водоудерживающей способности $\mu = 9,8 \pm 1\%$ (красные точки) и $\mu = 11,5 \pm 1\%$ (синие точки). Водоудерживающая способность, определяющая коэффициент набухания цемента, обуславливает и различие абсолютной проницаемости для выбранных образцов. На рис. 5.3.2, b показана связь абсолютной проницаемости с эффективной пористостью. Подчеркнем, что переход к эффективной пористости существенно снижает влияние различий водоудерживающих способностей цемента, что обеспечивает значительно более высокую корреляцию с абсолютной проницаемостью. Ниже мы покажем, что это обстоятельство имеет большое значение для анализа относительных фазовых проницаемостей.

5.4. ЗАВИСИМОСТЬ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОТ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ

Количественный прогноз закономерностей изменений фильтрационно-емкостных свойств коллекtorов с глубиной актуален для пространственного флюидодинамического моделирования месторождений нефти и газа, подсчета запасов, проектирования и контроля разработки, и др.

В разделе 5.2 была отмечена тесная связь между эффективной пористостью, петрофизическими инвариантами и абсолютной проницаемостью. В настоящем разделе предпринята попытка построения тако-

го инвариантного представления зависимости проницаемости от ФЕС, при котором эту зависимость можно было бы рассматривать как настраиваемую по параметрам петрофизических моделей коллекторов, учитывающих все разнообразие их минерального состава и свойств.

Такое представление позволило бы определять проницаемость по данным ГИС через величину петрофизического инварианта, по крайней мере, для гранулярных коллекторов.

Зависимость $K_{\text{пр}}$ от глубины H определяется двумя факторами. Первый – зависимость проницаемости матрицы от эффективной пористости матрицы и глубины залегания коллектора. Второй – зависимость проницаемости глинистого коллектора от эффективной пористости. Проницаемость коллектора изменяется от максимального значения, соответствующего проницаемости матрицы, до некоторого минимального, соответствующего его максимальной глинистости (минимальному значению Ψ).

Для построения аналитического описания $K_{\text{пр}}(\Psi, H)$ необходимо:

1. Рассмотреть связь проницаемости с Ψ для набора интервалов глубин.
2. Определить проницаемости матрицы и параметры корреляционной связи $K_{\text{пр}}^{\max}(K_{\text{п эф}}^{\max})$ по выбранным интервалам глубин.

3. Найти параметры связи проницаемости с эффективной пористостью $K_{\text{пр}}(K_{\text{п эф}})$ для рассматриваемых коллекторов с учетом глубин их залегания.

Зависимость проницаемости матрицы от эффективной пористости отличается от аналогичной зависимости для глинистого коллектора:

$$K_{\text{пр}}^{\max}(K_{\text{п эф}}^{\max}) \neq K_{\text{пр}}(K_{\text{п эф}}) \text{ при } K_{\text{п эф}} < K_{\text{п эф}}^{\max}.$$

Интенсивная корреляция проницаемости с эффективной пористостью описывается уравнением

$$K_{\text{пр}} = \alpha \exp(\beta K_{\text{пр}}), \quad (5.4.1)$$

и аналогично – с петрофизическими инвариантами:

$$K_{\text{пр}}(\Psi) = \alpha \exp(\beta^* \Psi). \quad (5.4.1')$$

Предэкспоненциальный множитель α понимается как предел $\lim_{\Psi \rightarrow 0} K_{\text{пр}}(\Psi)$, который совпадает в (5.4.1) и (5.4.1') для всех «вырожденных» коллекторов, емкостное пространство которых заполнено цементом; $\beta, \beta^* = \beta(M - \mu_0)$ – тангенсы углов наклона прямых (5.4.1) и (5.4.1') (в полулогарифмическом масштабе).

Максимальная величина абсолютной проницаемости матрицы соответствует $K_{\text{п эф}}^{\max} = (M - \mu_0)$:

$$K_{\text{пр}}^{\max} = \alpha_{\max} \exp[\beta_{\max} (M - \mu_0)], \quad (5.4.2)$$

где $\alpha_{\max} \neq \alpha, \beta_{\max} \neq \beta$, так как проницаемости чистого и содержащего цемент коллекторов при минимальной эффективной пористости различны. Зависимости (5.4.1) и (5.4.2) сходятся в точке $K_{\text{пр}} = K_{\text{пр}}^{\max}$, откуда следует:

$$\alpha \exp[\beta(M - \mu_0)] = \alpha_{\max} \exp[\beta_{\max} (M - \mu_0)], \quad (5.4.3)$$

поскольку при минимальном содержании цемента проницаемость и эффективная пористость коллектора близки к таковым для его матрицы. На основании (5.4.3) получаем

$$\beta = \beta_{\max} + \ln(\alpha_{\max}/\alpha)/(M - \mu_0), \quad (5.4.4)$$

причем β является функцией глубины, от которой зависит эффективная пористость матрицы.

Зависимость проницаемости от петрофизического инварианта с учетом вертикальной глубины H (м) залегания коллектора приобретает вид:

$$K_{\text{пр}}(\Psi, H) = \alpha \exp[\Psi \kappa(H)], \quad (5.4.5)$$

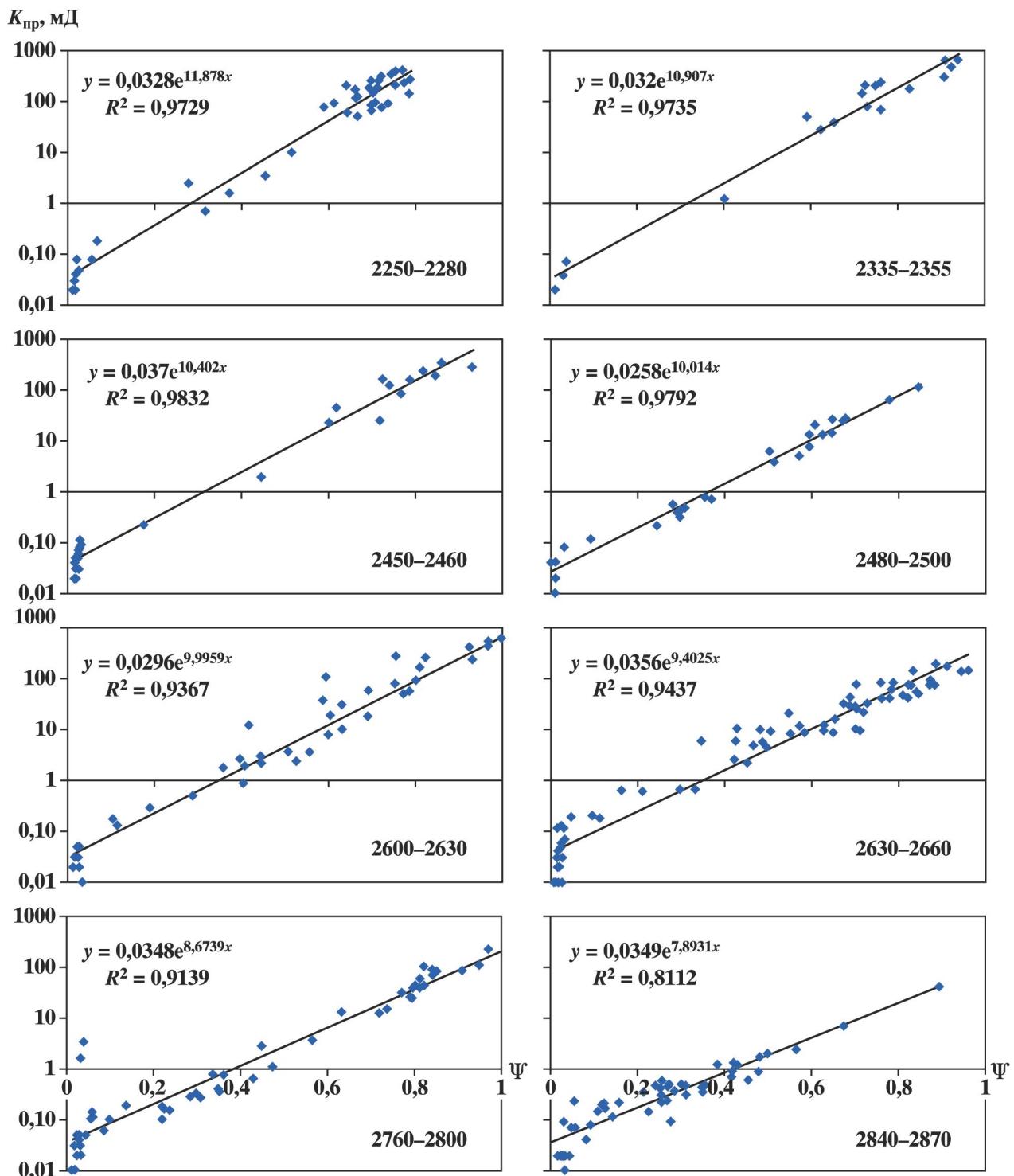


Рис. 5.4.1. Связи проницаемости с петрофизическим инвариантом для рассмотренных коллекторов в различных интервалах глубин

$$\kappa(H) = \beta_{\max} [M(H) - \mu_0] + \ln(\alpha_{\max}/\alpha), \quad (5.4.5')$$

где $\mu_0 = 0,0556$; $M(H)$ – пористость матрицы на заданной глубине H .

$$M(H) = M_0 \exp[-\beta_1 H^3 - \beta_2 H^{0,5}]; \quad (5.4.5'')$$

$$M_0 = 48,9 \%; \beta_1 = 2,6E - 11 \text{ (м}^{-3}\text{)}; \beta_2 = 0,006 \text{ (м}^{-0,5}\text{)} \text{ (см. раздел 2.3).}$$

Таблица 5.1

Параметры зависимости (5.4.1), результаты определения проницаемости матрицы $K_{\text{пп}}^{\max}$ по связи проницаемости с петрофизическим инвариантом в отдельных интервалах глубин

Пласт	Глубина	α	β	$K_{\text{пп}}^{\max}, \%$	$\ln(K_{\text{пп}}^{\max})$	R^2
БВ ₂ , АВ ₈₋₁	2250–2280	0,033	53,6	21,7	8,46	0,97
БВ ₀	2335–2355	0,032	54,0	20,6	7,46	0,97
БС ₁₁₋₁	2450–2460	0,037	54,7	19,2	7,11	0,98
БВ ₄	2480–2500	0,026	55,0	18,8	6,36	0,98
БС _{10 2-3}	2600–2630	0,036	55,9	17,1	6,07	0,94
БВ ₁₈₋₂₂ , БС _{10 2-3}	2630–2660	0,045	56,2	16,7	5,97	0,90
Ю ₀₋₁ , ЮВ ₁	2760–2800	0,035	57,6	14,9	5,32	0,91
Ю, ЮВ ₁	2840–2870	0,035	58,5	13,9	4,54	0,80
Среднее		0,031				

Рассмотрим реализацию предложенного подхода на примере статистической обработки результатов определения фильтрационно-емкостных свойств ряда распространенных коллекторов Западной Сибири.

На рис. 5.4.1 представлены связи проницаемости с петрофизическими инвариантами для рассмотренных коллекторов (табл. 5.1) в различных интервалах глубин с проведением линий регрессии.

Полученные связи позволяют вычислить проницаемость матрицы, зависимость изменения проницаемости матрицы от глубины залегания и установить параметры связи проницаемости матрицы от эффективной пористости матрицы.

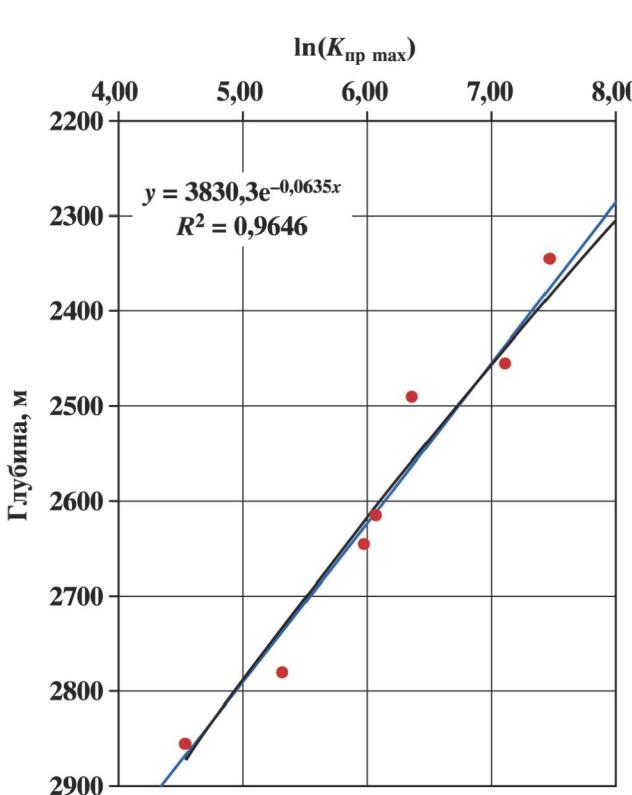


Рис. 5.4.2. Изменение проницаемости матрицы с глубиной. Точки – результаты статистических определений (см. табл. 5.1). Чёрная линия – тренд ($R^2 = 0,97$); синяя – расчетная по (5.4.2)

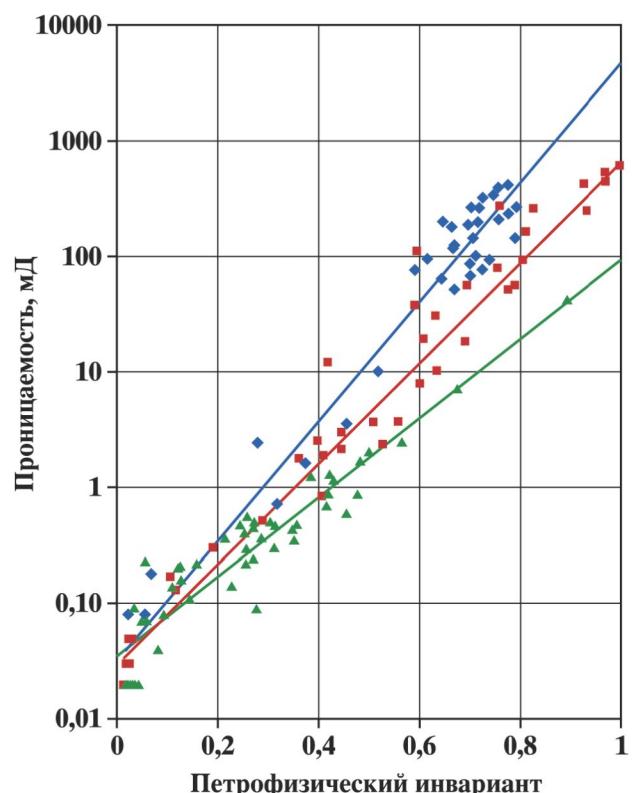
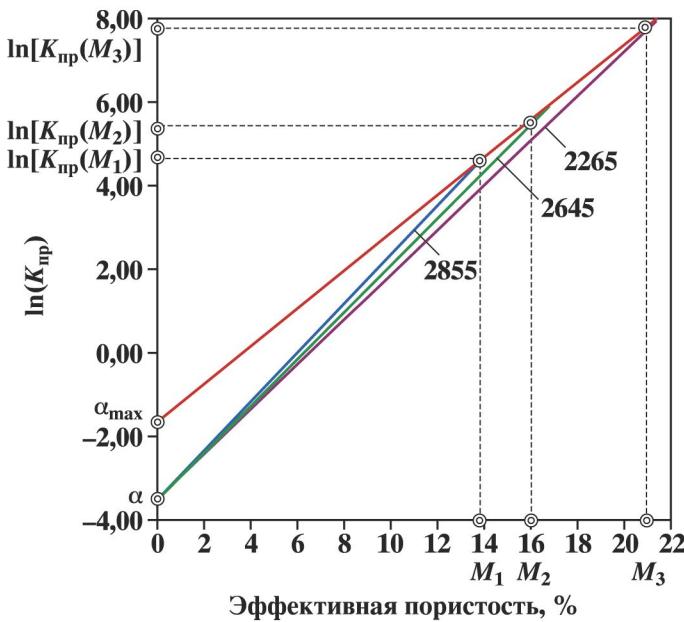


Рис. 5.4.3. Связи проницаемости с петрофизическими инвариантами для коллекторов, залегающих на различных глубинах: 2265 м (синие); 2615 м (красные); 2855 м (зелёные)



2265, 2615 и 2855 м. Этот пример показывает, что (по крайней мере, для данных отложений) значение коэффициента α в уравнении (5.4.1) изменяется в узком интервале.

В табл. 5.1 определено среднее значение $\alpha = 0,031$ по восьми интервалам глубин. На рис. 5.4.3 также видно, что наклон зависимостей (коэффициент β^* или же β) изменяется по мере уменьшения эффективной пористости с увеличением глубины залегания.

Установленные коэффициенты α_{\max} , α и β_{\max} позволяют для каждого интервала глубин (табл. 5.1) определить значение коэффициента β , являющегося параметром связи проницаемости с эффективной пористостью.

На рис. 5.4.4 показаны зависимости $K_{\text{пр}}(K_{\text{п эф}})$ для коллекторов, залегающих на различных глубинах, и зависимость $K_{\text{пр}}^{\max}(K_{\text{пр}}^{\max})$, обусловленная свойствами матрицы. Этот рисунок иллюстрирует взаимосвязь получаемых зависимостей. Проницаемость коллекторов близка проницаемости матрицы при минимальном содержании цемента (максимальной эффективной пористости).

С увеличением содержания цемента проницаемость коллектора становится отличной от проницаемости матрицы. Зависимости для коллекторов сходятся в точке отсутствия эффективной пористости.

Данный пример показывает, что сопоставление проницаемости с петрофизическими инвариантами (см. рис. 5.4.3) более наглядно, чем сопоставление с эффективной пористостью (см. рис. 5.4.4). Зависимости $K_{\text{пр}}(\Psi)$ для коллекторов на различных глубинах «расслаиваются», что труднее обнаружить на сопоставлениях $K_{\text{пр}}(K_{\text{п эф}})$ – зависимости практически сливаются в области высоких проницаемостей.

Для определения проницаемости на основании (5.4.1) получаем:

$$\ln(K_{\text{пр}}) = \Psi \{44,8 [M(H) - \mu_0] + 1,87\} - 3,47. \quad (5.4.7)$$

В работе [99] нами была приведена зависимость абсолютной проницаемости от величины петрофизического инварианта, полученная с высокой степенью усреднения. Настоящая работа показывает, что учет изменения эффективной пористости матрицы с глубиной необходим.

Показана возможность количественного определения проницаемости по величине петрофизического инварианта для коллекторов определенной площади (структурьи) с учетом вертикальной глубины залегания.

Использование петрофизического инварианта, обоснованного в предшествующих разделах, как интерпретационный параметр методов ГИС, открывает возможность одновременного определения эффективной пористости и проницаемости.

Рис. 5.4.4. Зависимости $K_{\text{пр}}(K_{\text{п эф}})$ для коллекторов на различных глубинах (линии 2265, 2645 и 2855 м) и зависимость $K_{\text{пр}}^{\max}(K_{\text{п эф}}^{\max})$ – красная линия

Зависимость изменения проницаемости матрицы от глубины залегания H [м] (рис. 5.4.2, табл. 5.1) можно представить как

$$\ln(K_{\text{пр}}^{\max}) = \ln(H/c_1)/c_2, \quad (5.4.6)$$

где $c_1 = 2,61 \cdot 10^{-4}$ и $c_2 = -0,0635$; $R^2 = 0,97$.

Параметры связи $K_{\text{пр}}^{\max}(K_{\text{п эф}}^{\max})$ (см. табл. 5.1) следующие $\alpha_{\max} = 0,2$; $\beta_{\max} = 44,8$; $R^2 = 0,97$.

Рассмотрим связи проницаемости с петрофизическими инвариантами для коллекторов, залегающих на различных глубинах.

На рис. 5.4.3 приведен пример для коллекторов со средними глубинами залегания

5.5. ПРОГНОЗ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС

Базисными параметрами для изучения процессов многофазной фильтрации пластовых флюидов в емкостном пространстве коллекторов и моделирования разработки нефтяных и газовых месторождений являются относительные фазовые проницаемости (ОФП).

Фазовые проницаемости для воды, нефти и газа определяются путем сложных и трудоемких лабораторных измерений, а объем получаемых данных обычно недостаточен для учета изменений ОФП в неоднородном коллекторе. Кроме того, корректный перенос лабораторных данных об ОФП на пластовые условия связан с необходимостью учета трудноопределенных масштабного фактора и фактора измененной смачиваемости.

Прогноз ОФП по данным ГИС имеет большое практическое значение, так как позволяет наиболее полно характеризовать интервал исследования как объект разработки.

В сороковых годах прошлого века Л.С. Лейбензон путем анализа данных исследователей Вайкофа и Ботсета [126] показал, что функциональная зависимость между фазовой проницаемостью и насыщенностью в случае несцементированных песчаников может быть представлена в виде

$$K_{\text{пр отн в}} = K_v^\lambda, \quad (5.5.1)$$

где λ – эмпирический коэффициент.

Л.С. Лейбензону удалось установить факт, который позднее был отмечен огромным числом исследователей: относительные фазовые проницаемости являются функциями насыщенности [176].

В [35] отмечено, что результаты проведенных исследований структуры порового пространства коллекторов свидетельствуют об огромном влиянии показателей степени λ_v и λ_n на аналитическое описание движения двух фаз в пористой среде, а логичность вывода параметров λ_v и λ_n может стать основанием для внедрения в практику обработки экспериментальных данных.

Практический аспект применения формулы (5.5.1) для определения фазовых проницаемостей по данным ГИС связан как с возможностью определения текущей водо- или нефтенасыщенности, так и со способами определения по данным ГИС коэффициентов λ_v и λ_n .

Прогноз функций ОФП по данным ГИС является основой для задания их изменений по объему залежи при гидродинамическом моделировании. Это позволяет осуществлять согласованную коррекцию ОФП совместно с фильтрационно-емкостными параметрами на этапе адаптации модели к фактическим условиям разработки или результатам специализированных гидродинамических исследований [59, 63].

Постановка этой проблемы актуализирует как рассмотрение модельных способов расчета ОФП, так и анализ эмпирических данных. Мы основываемся на:

- концепции эффективного порового (емкостного) пространства (ЭПП) [63], согласно которой фильтрация флюидов рассматривается в пределах эффективного объема пор;
- использовании петрофизического инварианта как интерпретационного параметра методов ГИС.

Концепция ЭПП учитывает, что запасы нефти (газа), подвижная вода находятся не в открытом, а в эффективном поровом (емкостном) пространстве, которое характеризуется базисными параметрами эффективной пористости и эффективной проницаемости $K_{\text{пр эф}}$. Под $K_{\text{пр эф}}$ понимается фазовая проницаемость для нефти (газа) при остаточной водонасыщенности $K_{\text{вн}}$.

Концепция ЭПП, с одной стороны, с системных позиций устраняет совокупность несогласованностей и некорректных подходов, выявленных в последние годы практикой 3D моделирования. Как следствие, меняется методология исследований практически во всей совокупности научных дисциплин, связанных с нефтегазоносным пластом. При этом математическая форма уравнений многофазной фильтрации для большинства технологий воздействия на пласт может использоваться в неизменном виде. То есть применимы общепринятые алгоритмы и программные комплексы решения 3D многофазных фильтрационных задач.

Определение фильтрационных характеристик пород-коллекторов для воды и нефти осуществляется на моделях по методу определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации двух несмешивающихся жидкостей. Метод основан на том, что в модель

пласта подаются одновременно две жидкости (модель воды, модель нефти) с заданным соотношением фиксированных объемных скоростей течения, т.е. создаются стационарные условия фильтрации. Модель пласта, которая является фрагментом продуктивного коллектора, состоит из трех, расположенных последовательно цилиндрических образцов кернового материала с близкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Подготовительные работы с образцами керна включают в себя экстрагирование образцов, их сушку, определение коэффициента абсолютной проницаемости методом нестационарной фильтрации и коэффициента открытой пористости методом насыщения. Для моделирования процесса двухфазной фильтрации применяют образцы пород, изготовленные из керна (составная модель), модель нефти, изготовленную из устьевой пробы нефти, разбавленной керосином до вязкости, равной вязкости пластовой нефти в пластовых условиях, и подтоварную воду, с минерализацией, соответствующей минерализации пластовой воды. После герметизации установки и приведения кернодержателя в рабочее положение образцы подвергаются всестороннему внешнему сжатию. Давление всестороннего сжатия образцов керна, моделирующее горное давление и внутриворовое, моделирующее пластовое, задаются таким образом, чтобы эффективное давление (разность между горным и пластовым давлениями) соответствовало условиям залегания пласта. Температура модели во время экспериментов поддерживается равной пластовой.

Определение фазовых проницаемостей для условий стационарной двухфазной фильтрации воды и нефти проводится на нескольких (5–6) режимах фильтрации с различными заданными соотношениями воды и нефти в фильтрационном потоке.

На каждом последующем режиме фильтрации по уравнению материального баланса, исходя из заачанного и вышедшего объемов нефти, рассчитывается средняя нефтенасыщенность образца и фазовые проницаемости (по известным расходам нефти и воды, перепаду давления на каждом режиме фильтрации, площади поперечного сечения модели, длине участка модели, на котором измерялся перепад давления).

С точки зрения концепции эффективного порового пространства [63] описанная выше технологическая цепочка подготовки образцов ведет к существенному искажению реальных фильтрационных свойств породы-коллектора. Традиционные лабораторные исследования начинаются с процедуры экстрагирования керна. В результате теряется реалистичность оценки смачивающих свойств коллектора.

В рамках концепции ЭПП исследования коллекторов проводятся с точностью наоборот: керн не подвергается экстракции в первую очередь.

Из керна разгазированная нефть сначала вытесняется газонасыщенной нефтью при давлении насыщения. В конце процесса вытеснения определяется величина эффективной проницаемости – фазовой проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности. Лишь затем газонасыщенная нефть вытесняется, например, водой. При этом определяют фазовую проницаемость для воды при остаточной нефтенасыщенности и коэффициент вытеснения нефти водой.

Такой подход позволяет наиболее полно воспроизвести процесс фильтрации углеводородов и воды в пласте, который разделяют на пропитку и дренирование (вытеснение) в зависимости от характера изменения насыщенности породы и распределения флюидов в поровом пространстве.

После процесса вытеснения осуществляется экстракция керна. Определяется количество остаточной нефти, остаточной воды и коэффициент открытой пористости. По полученным данным нетрудно определить коэффициенты эффективной пористости, начальной водо- и нефтенасыщенности.

В общем случае следует отметить, что достоверность связей параметров моделей эффективных и фазовых проницаемостей с ФЕС может быть существенно повышена при максимально близком воспроизведении пластовых условий.

5.6. НОРМИРОВКИ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В КОНЦЕПЦИИ ЭПП

При определении относительных фазовых проницаемостей общепринята нормировка фазовых (их называют эффективными) проницаемостей на величину абсолютной проницаемости. В рамках

Рис. 5.6.1. Зависимости ОФП для нефти и воды в концепции ЭПП

концепции ЭПП учитывается, что абсолютная проницаемость является искусственным параметром, не проявляющимся в коллекторах *in situ*. Поэтому ее значение не используется как нормировочный параметр.

В концепции ЭПП в качестве нормирующего параметра для ОФП выступает эффективная проницаемость (по нефти) – фазовая проницаемость по нефти при остаточном водонасыщении. По оси абсцисс на графике ОФП (рис. 5.6.1) отображается параметр водонасыщенности в ЭПП – подвижной водонасыщенности в единицах эффективной пористости породы.

При такой нормировке график ОФП для нефти начинается от оси ординат, и ее наибольшая величина равняется единице. График ОФП для воды изменяется от начала координат; величины насыщенности берутся в долях эффективной пористости.

Анализ ОФП начнем с часто используемого примера степенных зависимостей, задаваемых при традиционной нормировке ОФП и насыщенностей, следующими формулами.

Относительная фазовая проницаемость по воде

$$K_{\text{пр отн в}} = \frac{K_{\text{пр ф в}}}{K_{\text{пр}}} = \frac{K_{\text{пр ф в}}}{K_{\text{пр}}} \left[\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{бо}}}{1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}} \right]^{\lambda_{\text{в}}}, \quad (5.6.1)$$

относительная фазовая проницаемость по нефти

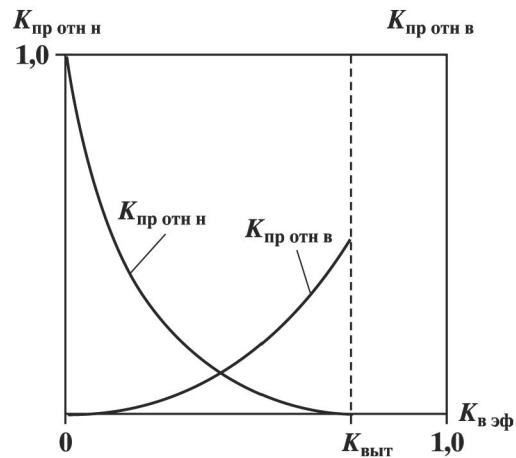
$$K_{\text{пр отн н}} = \frac{K_{\text{пр ф н}}}{K_{\text{пр}}} = \frac{K_{\text{пр ф н}}}{K_{\text{пр}}} \left[1 - \frac{K_{\text{в}} - K_{\text{бо}}}{1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}} \right]^{\lambda_{\text{н}}} = \frac{K_{\text{пр ф н}}}{K_{\text{пр}}} \left[\frac{1 - K_{\text{в}} - K_{\text{бо}}}{1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}} \right]^{\lambda_{\text{н}}}, \quad (5.6.2)$$

где под эффективной проницаемостью по воде $K_{\text{пр ф в}}$ понимается фазовая проницаемость по воде при остаточном нефтенасыщении.

Экспериментальными исследованиями установлено, что насыщенности, при которых фильтрующиеся фазы теряют подвижность, различны для процессов дренирования и впитывания («гистерезис» ОФП). Кроме того, кривизна зависимостей фазовых проницаемостей от величины текущей водонасыщенности также будет отличаться. В процессах разработки месторождений углеводородов основную роль играют ОФП для процесса впитывания.

Гистерезис ОФП в том числе влияет на задание величины остаточной водонасыщенности в (5.6.1) и (5.6.2). Полагается, что неснижаемая доля остаточной воды $K_{\text{бо}}$, т.е. воды, удерживаемой на поверхности твердой фазы и в тонких капиллярах и асимптотически достигаемой при «неограниченном» увеличении капиллярного давления при процессе дренирования, отличается от водонасыщенности $K_{\text{в}}^*$, при которой начинается обводнение притока. Этот эффект некоторые исследователи связывают с тем, что в процессе впитывания (увеличения водонасыщенности) часть капилляров способна удерживать воду, образуя «рыхлосвязанную» воду. Для учета отличия $K_{\text{бо}}$ от $K_{\text{в}}^*$ разрабатываются специальные методики [51], позволяющие установить связь, как правило линейную, параметров $K_{\text{бо}}$ и $K_{\text{в}}^*$. При этом для определения ОФП по результатам ГИС необходимо определять величину $K_{\text{бо}}$ по данным, например, методов СП и ГМ.

Вместе с тем, выполненный в работе [72] теоретический анализ, а также экспериментальные данные работы [234] указывают на подвижность воды в процессе впитывания при любой водонасыщенности, начиная с $K_{\text{бо}}$. Наблюдаемая по экспериментальным или промысловым данным величина $K_{\text{в}}$ зависит от градиента давления и объясняется капиллярными эффектами. Следовательно, $K_{\text{в}}^*$ не является характеристикой коллектора и не должна выделяться на кривых ОФП. Наблюдаемые эффекты отсутствия воды в притоке при $K_{\text{в}} > K_{\text{бо}}$ следует моделировать не за счет нулевых значений ОФП для воды, а



за счет адекватного задания и учета кривых капиллярного давления. При этом отдельную (и не вполне решенную задачу) представляет адекватное ремасштабирование ОФП и кривых капиллярного давления на масштаб крупных ячеек 3D моделей.

Таким образом, в качестве остаточной водонасыщенности в формулах (5.6.1) и (5.6.2) правомерно использовать величину текущей водонасыщенности $K_{\text{в}}$.

Переход к работе в эффективном пространстве предполагает выражение ОФП через величины водо- или нефтенасыщенности в ЭПП и нормировку ОФП по величине эффективной проницаемости. Если по данным ГИС определяется текущая нефтенасыщенность в объеме эффективной пористости, соответствующая пластовым условиям, то выражения (5.6.1) и (5.6.2) могут быть преобразованы к следующему виду:

по воде

$$K_{\text{пр отн в}} = \frac{K_{\text{пр эф в}}}{K_{\text{пр эф н}}} \left(\frac{1 - K_{\text{н эф}}}{1 - K_{\text{но эф}}} \right)^{\lambda_{\text{в}}}, \quad (5.6.3)$$

по нефти

$$K_{\text{пр отн н}} = \left(\frac{K_{\text{н эф}} - K_{\text{но эф}}}{1 - K_{\text{но эф}}} \right)^{\lambda_{\text{н}}}. \quad (5.6.4)$$

В выражениях (5.6.3) и (5.6.4) фазовые проницаемости выражаются через величину текущей нефтенасыщенности в единицах эффективной пористости $K_{\text{н эф}}$, величину остаточной нефтенасыщенности в единицах эффективной пористости $K_{\text{но эф}}$, а кривизна зависимостей управляется параметрами λ для воды и нефти соответственно. При этом отпадает необходимость задания $K_{\text{в}}$, так как учет этого параметра осуществляется путем определения фактической нефтенасыщенности коллектора, нормированной на эффективную пористость.

Отсюда возникает необходимость методики определения нефтенасыщенности по данным ГИС, которая позволяла бы напрямую определять эффективную нефтенасыщенность коллектора. Такая методика разработана нами и будет изложена в специальных разделах второй части книги.

5.7. СВЯЗИ ЭФФЕКТИВНЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ С ФЕС

Имеющиеся экспериментальные данные показывают, что абсолютная и эффективные проницаемости интенсивно коррелируют между собой, а также с эффективной и динамической пористостями.

На рис. 5.7.1 представлены связи эффективных фазовых проницаемостей по воде и нефти с абсолютной проницаемостью для распространенных коллекторов Западной Сибири.

В общем виде эта связь описывается с высоким коэффициентом корреляции уравнением

$$K_{\text{пр эф}} = \alpha K_{\text{пр abs}}^{\beta}, \quad (5.7.1)$$

где α и β – эмпирические коэффициенты [172].

В [177, 178] М.М. Элланским предложены модельные соотношения для связи эффективных проницаемостей по воде и нефти для процесса пропитки с абсолютной проницаемостью. Эффективная проницаемость по нефти

$$K_{\text{пр эф н}} = K_{\text{пр abs}} \left[\frac{1 - K_{\text{в}} - K_{\text{но}}}{1 - K_{\text{в}}^*} \right], \quad (5.7.2)$$

и эффективная проницаемость по воде

$$K_{\text{пр эф в}} = K_{\text{пр abs}} \left[\frac{1 - K_{\text{в}}^* - K_{\text{но}}}{1 - K_{\text{в}}^*} \right]. \quad (5.7.3)$$

В капиллярных моделях фазовых проницаемостей (Перселл, Бурдайн, Маршал и др.) применяется

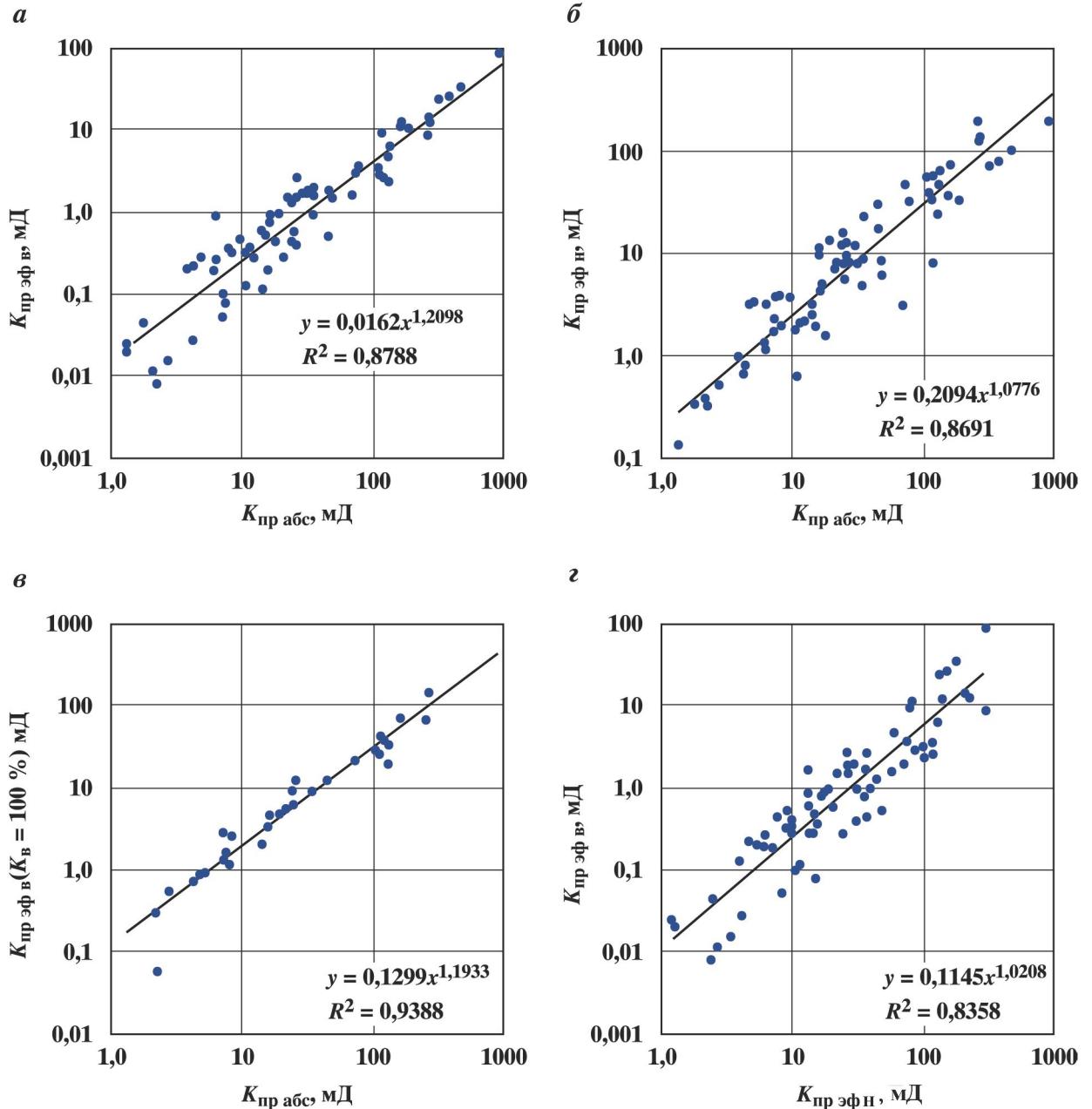


Рис. 5.7.1. Корреляционные связи эффективных проницаемостей для распространенных коллекторов Западной Сибири

выражение для проницаемости, учитывающее эффекты на границах раздела вытесняемого и вытесняющего флюидов и объем вытесненного флюида. Для абсолютной проницаемости Перселлом получено выражение

$$K_{\text{пр}} = (\sigma \cos \theta)^2 L K_{\pi} \int_0^1 \frac{dK_{\text{в}}}{p^2}, \quad (5.7.4)$$

где σ – поверхностное натяжение (для границы воздух–вода $\sigma = 72,86 \cdot 10^{-3}$ Н/м; нефть–вода $\sigma = 25 \cdot 35 \cdot 10^{-3}$ Н/м); θ – угол смачивания, L – «литологический фактор»; p – капиллярное давление.

С учетом (5.7.4) можно сделать вывод, что выражения (5.7.2) и (5.7.3), учитывающие соотношения между эффективной и динамической пористостью, не учитывают эффект смачиваемости при определении абсолютной проницаемости по газу и эффективных проницаемостей при фильтрации воды и нефти.

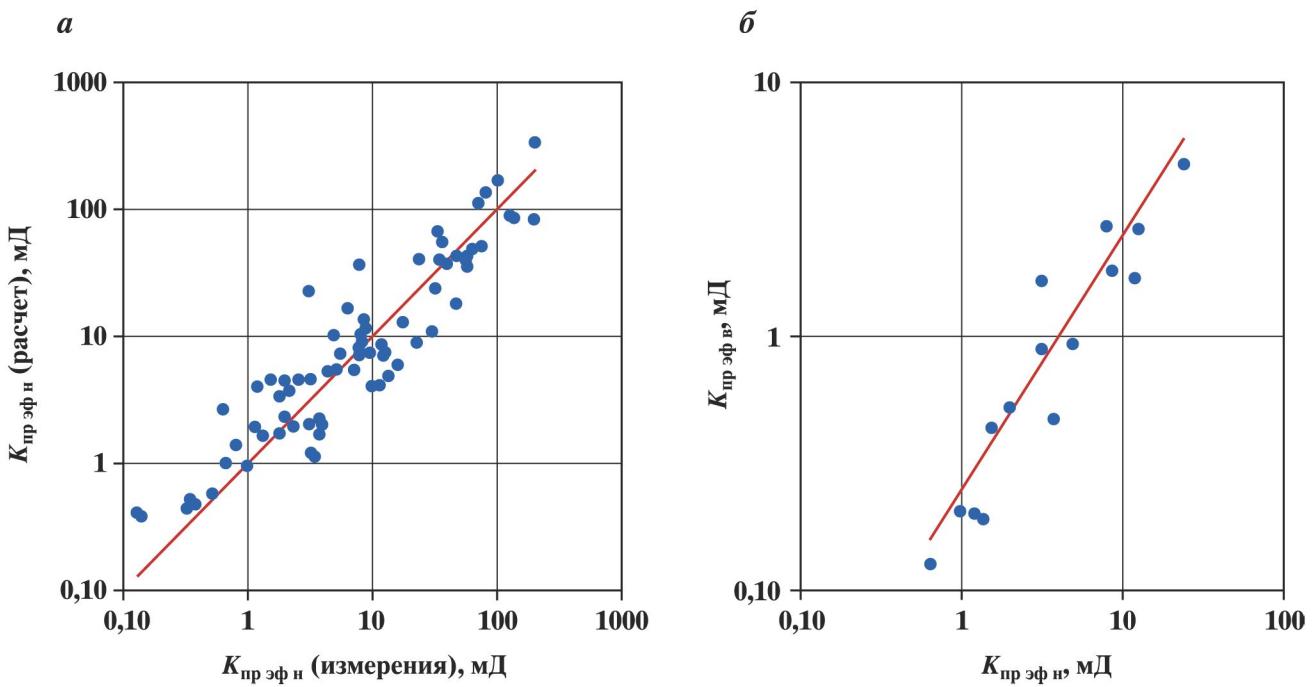


Рис. 5.7.2. Расчет эффективной проницаемости:

а – по нефти по (5.7.5) для коллекторов Западной Сибири, юрские отложения; *б* – по воде по (5.7.6) для мелкозернистых юрских песчаников одного из месторождений Западной Сибири

Вводя коэффициент C_1 , характеризующий эффект смачиваемости, выражение (5.7.2) можно записать в виде

$$K_{\text{пр эф н}} = C_1 K_{\text{пр аф}} \left(\frac{1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}}{1 - K_{\text{бо}}} \right) = C_1 K_{\text{пр аф}} K_{\text{выт}} = C_1 K_{\text{пр аф}} (1 - K_{\text{но эф}}). \quad (5.7.5)$$

На рис. 5.7.2, *а* показаны результаты расчета эффективной проницаемости по нефти по (5.7.5) для коллекторов Западной Сибири (юрские отложения). Наблюдается высокая сходимость результатов при постоянном значении коэффициента $C_1 = 0,5$.

Для определения эффективной проницаемости по воде может быть использована ее связь с эффективной проницаемостью по нефти (рис. 5.7.2, *б*). Эта связь описывается с высоким коэффициентом корреляции уравнением типа (5.7.1), причем коэффициент $\beta \approx 1$.

С учетом (5.7.4) отличия эффективных проницаемостей по воде и нефти можно объяснить различием «литологического» фактора, т.е. отличием «геометрии» совместных потоков. Отсюда можно представить, что эффективная проницаемость по воде пропорциональна эффективной проницаемости по нефти:

$$K_{\text{пр эф в}} = C_2 K_{\text{пр эф н}}. \quad (5.7.6)$$

На рис. 5.7.2, *б* показан расчет эффективной проницаемости по воде по (5.7.6) для мелкозернистых юрских песчаников одного из месторождений Западной Сибири при постоянном значении коэффициента $C_2 = 0,25$. Очевидно, что коэффициенты C_1 и C_2 , так же, как и линейность связи (5.7.6), необходимо уточнять для каждого рассматриваемого коллектора.

Эффективные проницаемости по воде и нефти тесно связаны с эффективной и динамической пористостями. На рис. 5.7.3 показаны корреляционные связи этих параметров для юрских песчаников двух месторождений Западной Сибири, которые описываются выражением, аналогичным (5.7.1). Видно, что при переходе к динамической пористости, коэффициент корреляции несколько выше, чем при со-поставлении эффективных проницаемостей с эффективной пористостью.

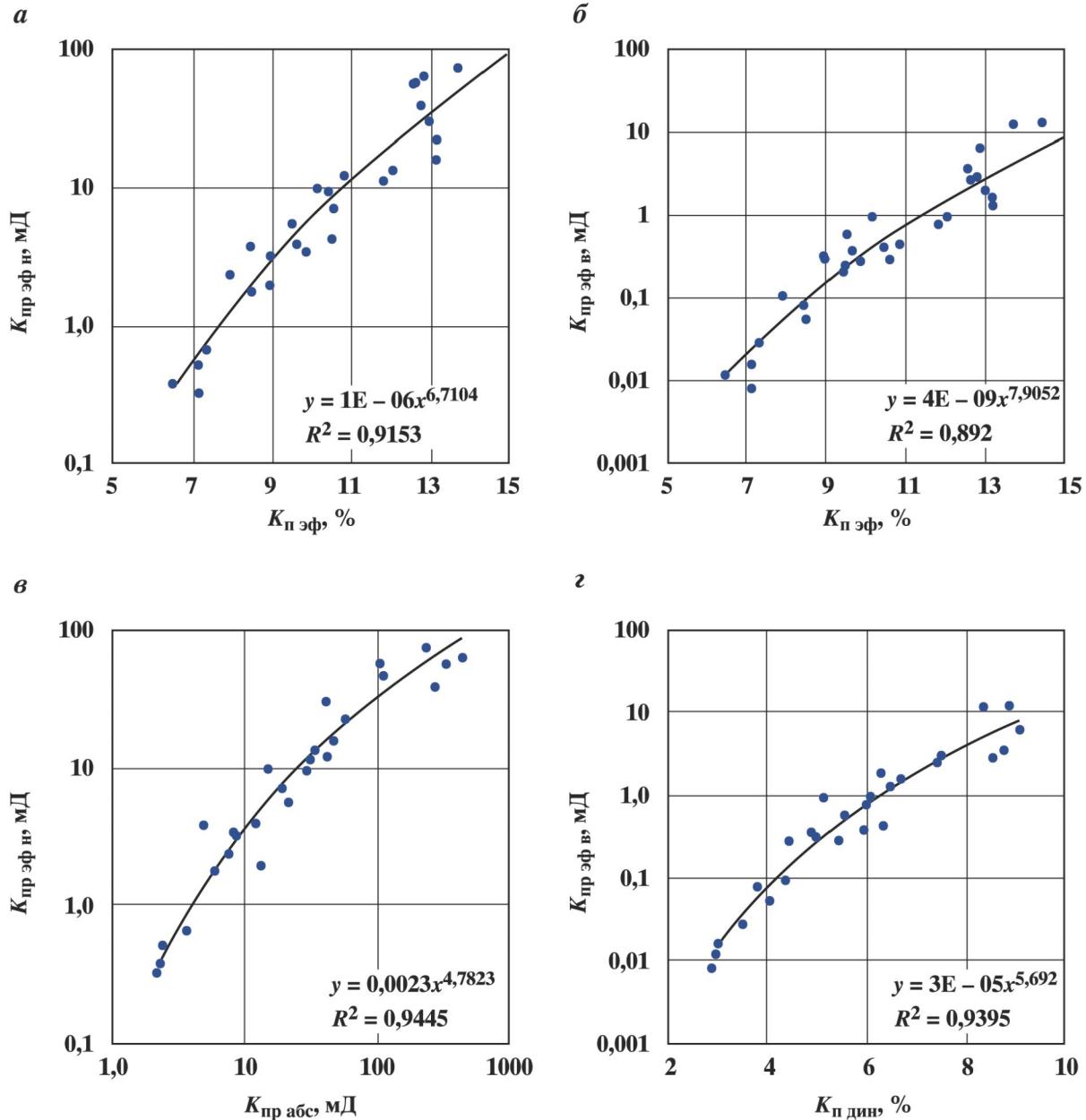


Рис. 5.7.3. Корреляционные связи эффективных проницаемостей по воде и нефти с эффективной (а, б) и динамической (в, г) пористостью для юрских песчаников двух месторождений Западной Сибири

Таким образом, возможность определения эффективной и динамической пористости по данным ГИС позволяет достаточно надежно прогнозировать эффективные проницаемости по воде и нефти.

5.8. МОДЕЛИ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ*

Большинство попыток модельного описания фазовых проницаемостей основаны на применении уравнения Перселя (1949 г.) (5.7.4), связывающего проницаемость с капиллярным давлением, при этом поровое пространство моделируется набором капилляров определенного радиуса.

*При участии И.С. Дешененкова и А.Н. Петрова.

Бурдайном (1953 г.) были предложены модели относительных фазовых проницаемостей (5.8.1) с учетом зависимости изменения насыщенности от величины капиллярного давления, использующие коэффициенты подвижных насыщенностей, как предынтегральный множитель, который выступает «коэффициентом извилистости» каждой фазы:

$$K_{\text{пр отн в}} = \left[\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{бо}}}{1 - K_{\text{бо}}} \right]^2 \int_0^{K_{\text{в}}} \frac{dK_{\text{в}}}{p^2} \quad \text{и} \quad K_{\text{пр отн н}} = \left[1 - \frac{K_{\text{в}} - K_{\text{бо}}}{1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}} \right]^2 \int_0^{K_{\text{в}}} \frac{dK_{\text{в}}}{p^2}. \quad (5.8.1)$$

В 1964 г. появилась модель Брукса–Кори, связывающая капиллярное давление с коэффициентом подвижной водонасыщенности, которая нашла самое широкое применение при моделировании процессов фильтрации:

$$p_{\text{к}} = p_{\text{см}} \left[\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{бо}}}{1 - K_{\text{бо}}} \right]^{-\frac{1}{\lambda}}, \quad (5.8.2)$$

где $p_{\text{см}}$ – «давление смещения», и параметр λ назван «геометрическим фактором пор». Объединение моделей (5.8.1) и (5.8.2) является наиболее распространенным теоретическим подходом к описанию ОФП [150].

Подставляя (5.8.2) в (5.7.4), можно показать, что уравнение Перселла тождественно объединению исходных уравнений Дарси и Пуазеля:

$$K_{\text{пр абс}} = K_{\text{п эф}} \left(\frac{\sigma \cos \Theta}{p_{\text{см}}} \right)^2 \int_0^1 \frac{\tilde{K}_{\text{в}}^{2\lambda} d\tilde{K}_{\text{в}}}{p^2} = K_{\text{п эф}} \left(\frac{\sigma \cos \Theta}{p_{\text{см}}} \right)^2 \frac{1}{2\lambda + 1} \equiv C \frac{K_{\text{п эф}}}{T^2} r^2, \quad (5.8.3)$$

при этом параметр λ отражает извилистость капилляров, то есть однозначно предполагает связь параметра λ с ФЕС коллектора.

Использование моделей (5.8.1), (5.8.2) является наиболее распространенным подходом для аналитического описания ОФП, однако есть попытки расчетов фазовых проницаемостей с использованием переколяционных или фрактальных моделей [58, 184], требующих отдельного рассмотрения.

Модель (7.8.2) можно записать относительно доли подвижного флюида в объеме динамической пористости. В этом случае модель описывает процесс пропитки, и параметр λ , управляющий кривизной зависимости, предполагает одновременный учет множества влияющих факторов: не только геометрии пор, но и смачиваемости, вязкости флюидов и т.д. Капиллярное давление будет определяться выражением:

$$p = \frac{p_{\text{см}}}{\left(\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{бо}}}{1 - K_{\text{бо}} - K_{\text{но}}} \right)^{\lambda}} = \frac{p_{\text{см}}}{(K_{\text{в дин}})^{\lambda}}. \quad (5.8.4)$$

Тогда изменение фазовой проницаемости по воде и нефти можно представить следующими выражениями:

$$K_{\text{пр ф в}} = K_{\text{пр эф в}} \frac{\int_0^{K_{\text{в дин}}} \frac{dK_{\text{в дин}}}{p^2}}{\int_0^1 \frac{dK_{\text{в дин}}}{p^2}} \quad \text{и} \quad K_{\text{пр ф н}} = K_{\text{пр эф н}} \frac{\int_0^{K_{\text{в дин}}} \frac{dK_{\text{в дин}}}{p^2}}{\int_0^1 \frac{dK_{\text{в дин}}}{p^2}}. \quad (5.8.5)$$

Путем интегрирования (5.8.4) с учетом (5.7.4) могут быть получены описанные выше выражения для определения фазовых проницаемостей (5.6.1)–(5.6.2) и (5.6.3)–(5.6.4). На рис. 5.8.1 (линии 1 и 2) показан пример описания фактических данных при помощи модели (5.6.3)–(5.6.4).

Нами предложена модель зависимости текущей водонасыщенности от капиллярного давления (4.2.6) (см. главу 4), которая может быть использована и для определения ОФП.

Используя в качестве основного управляющего параметра параметр кривизны κ , на основании (4.2.6) можно предложить и другие модели, позволяющие описывать экспериментальные данные:

$$K_{\text{пр отн в}} = \frac{K_{\text{пр эф в}}}{K_{\text{пр эф н}}} \left[\frac{\kappa_{\text{в}}^2 (K_{\text{н эф}} - 1) + (K_{\text{н эф}} - 1) / K_{\text{н эф}} - 2\kappa_{\text{в}} \ln(K_{\text{н эф}})}{\kappa_{\text{в}}^2 (K_{\text{но эф}} - 1) + (K_{\text{но эф}} - 1) / K_{\text{но эф}} - 2\kappa_{\text{в}} \ln(K_{\text{но эф}})} \right] \quad (5.8.6)$$

и

$$K_{\text{пр отн н}} = \left[\frac{\kappa_h^2(K_{\text{но эф}} - K_{\text{н эф}}) + 1 - 1/(1 - K_{\text{н эф}} + K_{\text{но эф}}) - 2\kappa_h \ln(1 - K_{\text{н эф}} + K_{\text{но эф}})}{\kappa_h^2(K_{\text{но эф}} - 1) + (K_{\text{но эф}} - 1)/K_{\text{но эф}} - 2\kappa_h \ln(K_{\text{но эф}})} \right]. \quad (5.8.7)$$

На рис. 5.8.1 (линии 3 и 4) показан пример описания фактических данных при помощи модели (5.8.6)–(5.8.7). Можно сделать вывод, что в области низких значений фазовых проницаемостей модель (5.8.6)–(5.8.7) позволяет лучше описывать фактические данные, чем модель (5.6.3)–(5.6.4).

По формулам (5.6.3)–(5.6.4) и (5.8.6)–(5.8.7) были обработаны результаты измерений фазовых проницаемостей на образцах мелкозернистых песчаников (5 коллекций из разных лабораторий, более 120 образцов).

Анализ результатов обработки позволяет сделать некоторые заключения. Как параметр λ в (5.6.3)–(5.6.4), так и параметр κ в (5.8.6)–(5.8.7) различен для кривых ОФП по воде и нефти. Этот вы-

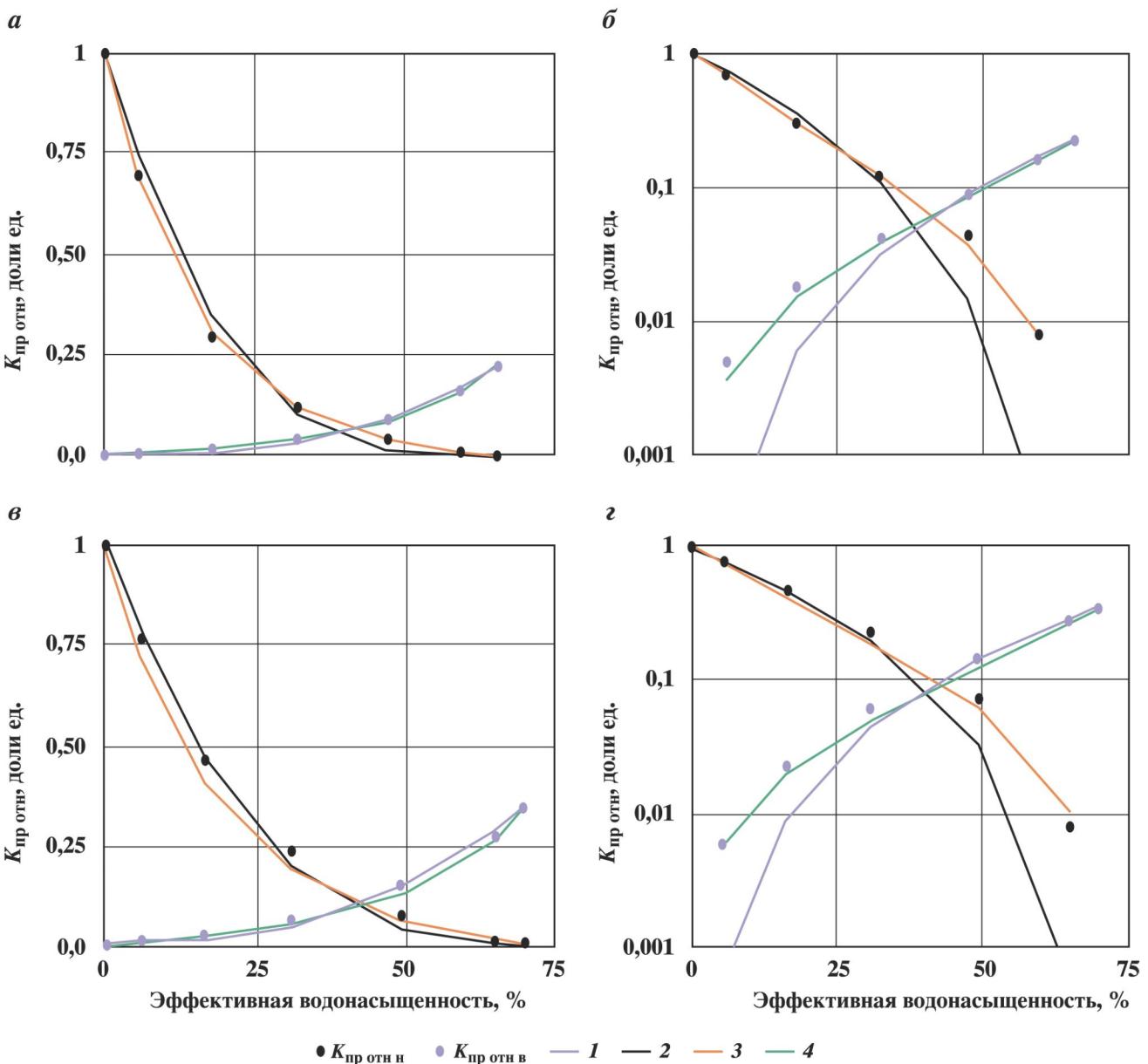


Рис. 5.8.1. Примеры описания фактических данных при помощи модели (5.6.3), (5.6.4) (линии 1 и 2) и модели (5.8.6), (5.8.7) (линии 3 и 4):

a, б – абсолютная проницаемость 35 мД; в, г – абсолютная проницаемость 480 мД

вод указывает на то, что исходные положения моделирования – формула Перселла для пучка капилляров – не позволяют в полной мере учесть множество факторов, определяющих совместную фильтрацию воды и нефти. Тем не менее, полученные аналитические выражения позволяют описать связи ОФП с текущей водонасыщенностью путем использования минимального числа параметров. Выявление по керновым данным взаимосвязи управляющих параметров ОФП и капиллярного давления с интерпретационными параметрами ГИС указывает на возможность уточнения значений управляющих параметров при адаптации к фактическим данным разработки и результатам специализированных промысловых исследований с учетом данных ГИС по неоднородности коллектора.

5.9. СВЯЗЬ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛЕЙ ОФП С ФЕС КОЛЛЕКТОРОВ

Опыты Леверетта (1939 г.) показали, что распределение пор по размерам является одним из основных факторов, влияющих на фазовые проницаемости. Тем не менее, вопросу исследования изменения параметров кривизны ОФП λ в зависимости от изменения ФЕС уделено не так много работ [200]. В основном полагается, что параметр λ является постоянным, например, $\lambda = 2$.

Другой подход связан с переносом параметра кривизны капиллярных кривых, полученных на центрифуге (вытеснение воды воздухом) или методом полупроницаемой мембранны на фазовые проницаемости при процессе пропитки. Очевидно, что при моделировании дренирования и при установившейся фильтрации двух жидкостей реализуются различные механизмы течения, о которых было сказано выше. Поэтому вывод о возможности сопоставления этих процессов, т.е. универсальности параметра λ для любого случая, должен быть рассмотрен и обоснован специально.

С практической точки зрения основной интерес представляют связи параметров моделей фазовых проницаемостей с ФЕС коллекторов, которые определяются по данным ГИС. Надежный прогноз фазовых проницаемостей по данным ГИС возможен, если предварительно установлены связи параметров кривизны ОФП λ или κ для нефти и воды с эффективной и динамической пористостью.

По результатам обработки измерений фазовых проницаемостей на образцах мелкозернистых песчаников установлено, что абсолютные значения параметров λ и κ , полученные по кривым капиллярного давления, отличаются от определенных по кривым фазовых проницаемостей.

Для параметра κ по ОФП отмечаются несколько более тесные связи с ФЕС, чем для параметра λ , однако в каждом случае может быть использована наиболее предпочтительная модель.

Более тесные связи можно получить, коррелируя параметры λ и κ с величинами эффективной и динамической пористости одновременно. Связи параметров λ и κ с эффективной и динамической пористостями можно описывать многомерными регрессиями типа:

$$\lambda_{\text{в}} = C_{3\text{в}} + C_{4\text{в}}K_{\text{п эф}} + C_{5\text{в}}K_{\text{п дин}} \quad \text{и} \quad \lambda_{\text{н}} = C_{3\text{н}} + C_{4\text{н}}K_{\text{п эф}} + C_{5\text{н}}K_{\text{п дин}}, \quad (5.9.1)$$

$$\kappa_{\text{в}} = C_{6\text{в}} + C_{7\text{в}}K_{\text{п эф}} + C_{8\text{в}}K_{\text{п дин}} \quad \text{и} \quad \kappa_{\text{н}} = C_{6\text{н}} + C_{7\text{н}}K_{\text{п эф}} + C_{8\text{н}}K_{\text{п дин}}. \quad (5.9.2)$$

На рис. 5.9.1 показаны сопоставления измеренных и расчетных по регрессиям типа (5.9.1) и (5.9.2) значений параметров λ и κ для воды и нефти для мелкозернистых юрских песчаников одного из месторождений Западной Сибири. Значения коэффициентов регрессий и коэффициентов корреляции приведены в табл. 5.2.

Необходимо отметить, что при использовании результатов интерпретации данных ГИС по адаптивной методике параметры $K_{\text{п эф}}$ и $K_{\text{п дин}}$ не являются независимыми, а определяются на основе интерпретационного параметра – петрофизического инварианта. Соответственно, зависимости (5.9.1) и (5.9.2) для прогноза ОФП по данным ГИС преобразуются в связи управляющих параметров ОФП с петрофизическими инвариантами. Кроме того, дальнейшему повышению тесноты связей может способствовать также использование величины водоудерживающей способности коллектора μ , которая также определяется при интерпретации ГИС по адаптивной методике (об этом будет сказано во второй части книги).

Фазовые проницаемости, определенные по данным ГИС, могут быть использованы для прогноза доли воды в притоке по функции Бакли–Леверетта (рис. 5.9.2):

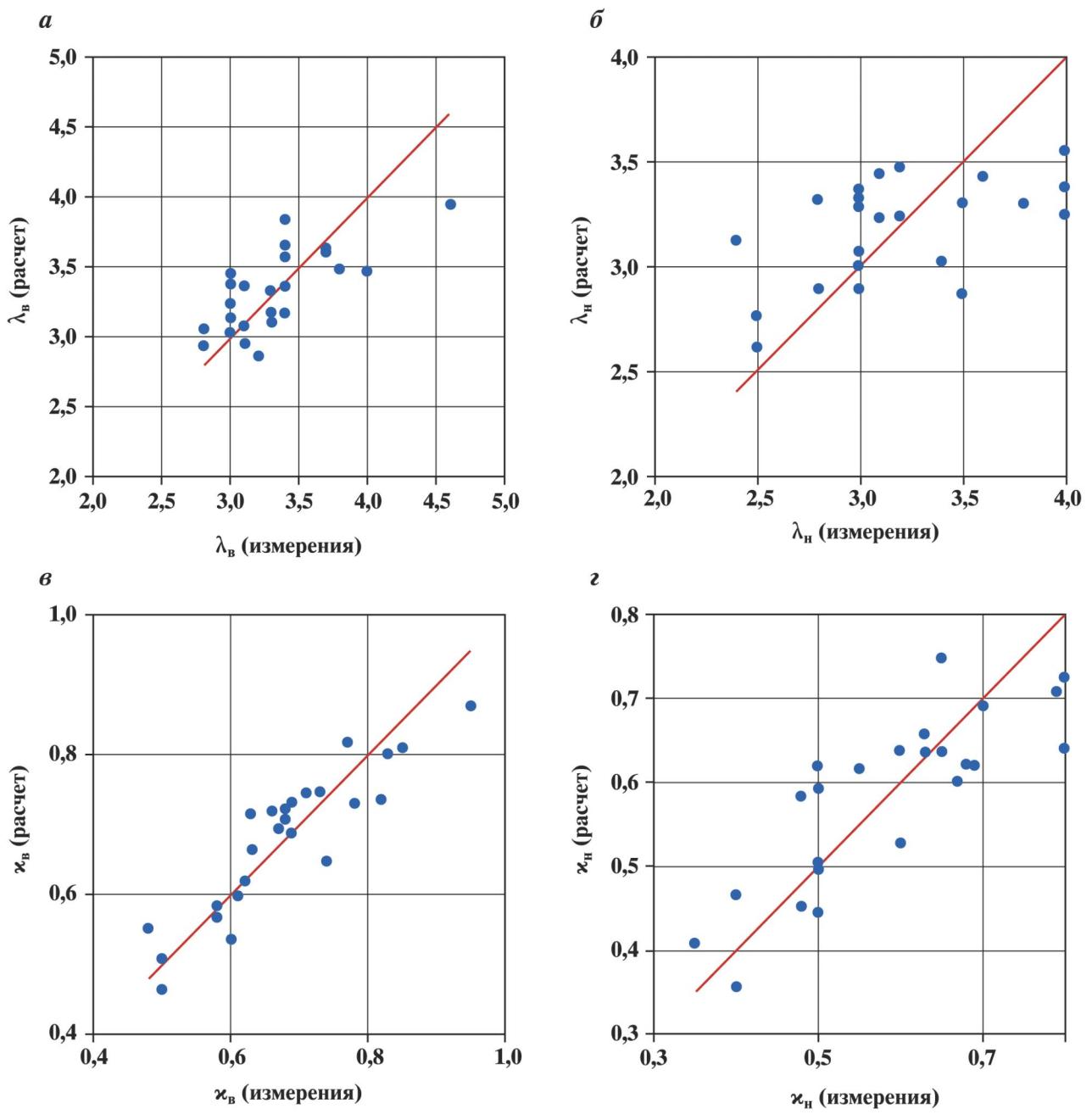


Рис. 5.9.1. Сопоставления измеренных и расчетных по регрессиям типа (5.9.1) и (5.9.2) значений параметров λ (а, б) и κ (в, г) для воды и нефти (мелкозернистые юрские песчаники одного из месторождений Западной Сибири)

Таблица 5.2

Значения коэффициентов регрессий в уравнениях (5.9.1) и (5.9.2)

	C_{3B}	C_{4B}	C_{5B}	R
λ_B	1,621	0,927	-1,217	0,71
	C_{3H}	C_{4H}	C_{5H}	R
λ_H	4,279	-0,011	-0,11	0,53
	C_{6B}	C_{7B}	C_{8B}	R
κ_B	0,457	0,222	-0,313	0,9
	C_{6H}	C_{7H}	C_{8H}	R
κ_H	0,598	0,147	-0,226	0,82

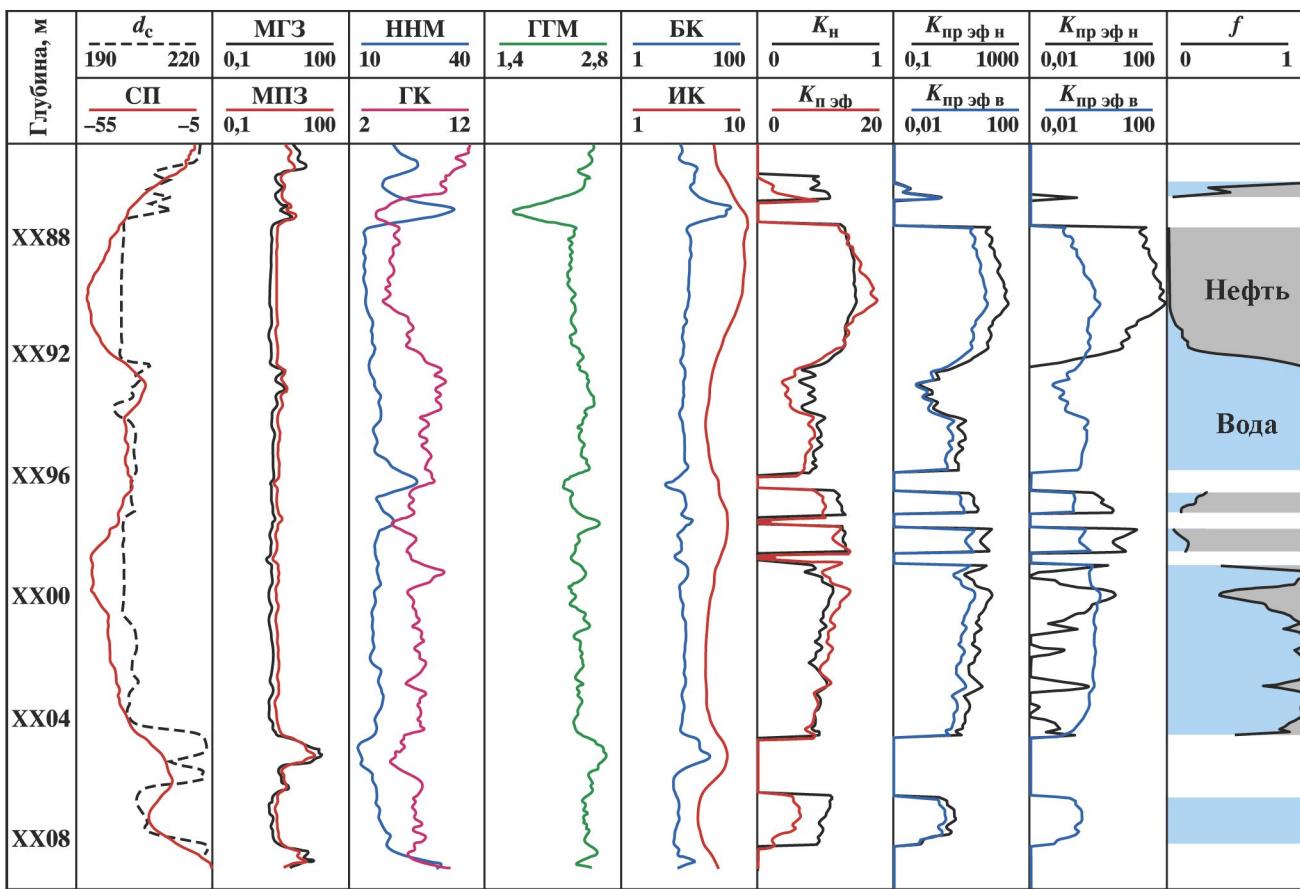


Рис. 5.9.2. Результаты расчета эффективных проницаемостей по нефти и воде в юрских коллекторах одного из месторождений Западной Сибири

$$f_v = \left[1 + \frac{\mu_v K_{\text{пр ф } h}}{\mu_h K_{\text{пр ф } v}} \right]^{-1}, \quad (5.9.3)$$

где μ_v , μ_h – вязкости воды и нефти.

Надежность определения ОФП конкретного объекта возрастает при увеличении числа лабораторных определений фазовых проницаемостей. В то же время, перенос лабораторных ОФП на процессы в пласте представляет отдельную и не вполне решенную задачу. Наиболее перспективным подходом представляется настройка управляющих параметров моделей ОФП и капиллярного давления с учетом их связи с интерпретационными параметрами ГИС и ФЕС по данным интерпретации специализированных промысловых исследований [63].

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

ГЛАВА 6

ПАРАДИГМЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

6.1. ПРОБЛЕМЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Решаемые методами ГИС геологические задачи отличаются большим разнообразием:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза и выделение коллекторов;
- выявление измененных прискважинных зон и оценка их параметров;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств и компонентного (минералогического) состава пород;
- выявление продуктивных коллекторов, оценка геологических и извлекаемых запасов (определение эффективных толщин, газожидкостных и водонефтяных контактов и прослеживание их динамики; оценка величин насыщения; выделение заводненных интервалов, в том числе со специфическими вытесняющими агентами; третичные физико-химические методы воздействия),
- геохронная и литологическая корреляция разрезов, построение пространственных моделей месторождений;
- составление проектов разработки месторождений и их мониторинг.

На завершающей стадии разработки, на которой находится большинство месторождений, определение коллекторских свойств необходимо для:

- разукрупнения объектов (разделения неоднородных пластов по разрезу);
- определения оптимального давления нагнетания;
- оптимизации расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами.

Решаются также геоэкологические и геотехнологические задачи.

Вместе с усложнением задач, решаемых современным комплексом ГИС, все более возрастает актуальность проблемы сложных коллекторов. Сложными мы называем коллекторы, для которых теряют смысл понятия фиксированных «граничных» («кондиционных») значений пористости, глинистости и других петрофизических характеристик. Сложными являются коллекторы с полиминеральным составом матрицы, сложной структурой емкостного пространства и многокомпонентным составом флюида. К специальному типу можно отнести коллекторы с малыми эффективными толщиными, включая тонко стратифицированные, обладающие свойством анизотропии. К сложным относятся также малопроницаемые глинистые коллекторы. Они характеризуются линзообразным и полосообразным залеганием, значительной прерывистостью площадного распространения и расчлененностью по разрезу. Выделение таких коллекторов очень важно при разработке месторождений.

К объективным трудностям добавляются неоптимальность комплекса ГИС и технологий исследований, несовершенство метрологического обеспечения, методик индивидуальной и комплексной интерпретации данных ГИС.

Методы ГИС отличаются большим разнообразием и в них используются все виды физических полей (электрические, электромагнитные, тепловые, ядерных излучений, гравитационное, механических напряжений). Ни одна геологическая задача не может быть решена каким-то одним из методов ГИС в отдельности. Отсюда вытекает принципиальная комплексность применения методов ГИС и интерпретации получаемых результатов.

Геологическая информативность комплекса ГИС определяется многими факторами:

- геолого-геохимическими условиями (литологическим составом, морфологией емкостного пространства пластов-коллекторов, пористостью и нефтенасыщенностью, минерализацией пластовой и связанный воды, свойствами двойного электрического слоя, присутствием элементов с аномальными ядерно-физическими свойствами и др.);



Рис. 6.1.1. Источники погрешностей определения интерпретационных (петрофизических) параметров при индивидуальной и комплексной интерпретации данных ГИС

- техническими условиями (открытый ствол или закрытый; перфорированный или нет; исследования ведутся в процессе бурения, после бурения или в процессе эксплуатации открытым забоем; в действующих или остановленных скважинах; в вертикальных, наклонных или горизонтальных скважинах; с металлическими или неметаллическими колоннами);
- промысловыми условиями (вытесняющим агентом, системой и режимом разработки месторождения);
- термодинамическими условиями залегания пород;
- комплексом ГИС (его оптимальностью);
- метрологическими характеристиками информационно-измерительных систем (чувствительности показаний к определяемым характеристикам пород и параметрам-помехам, помехоустойчивость и связанная с ней достижимая точность определения интерпретационных параметров, глубинность исследования, вертикальная разрешающая способность);
- качеством интерпретационно-алгоритмического обеспечения (рис. 6.1.1). Под последним понимается уровень физико-математической обоснованности алгоритмов индивидуальной (одномерной) интерпретации и геологическая интеллектуальность системы комплексной (многомерной) интерпретации. Чем выше качество интерпретационного обеспечения, тем слабее зависит информативность ГИС от геолого-технических условий.

6.1.1. ПРЯМЫЕ ЗАДАЧИ ГИС

Качество индивидуальной интерпретации определяется степенью использования физических законов, привлекаемых для теоретического построения интерпретационных моделей, алгоритмов решения прямых и обратных задач методов ГИС. Такие законы отражают физическую природу используемых методов и количественно выражаются дифференциальными и интегро-дифференциальными уравнениями математической физики (уравнения Максвелла, Лапласа, Навье–Стокса, переноса излучения Больцмана, гидродинамики, диффузии и теплопроводности и др.). Эти уравнения линейны. Изучение физических свойств горных пород в интерферирующих полях различной физической природы (сейсмоэлектрический эффект в нейтронных и гамма-полях, нейтронно-акустический эффект и другие) ставит на очередь описание нелинейных эффектов.

Разработка способов количественной интерпретации данных каждого отдельно взятого метода ГИС включает решение следующих трех различных, хотя и взаимосвязанных, проблем: решение прямой задачи, обоснование петрофизической модели и решение обратной задачи.

Под прямой задачей понимается расчет показаний прибора в системе «скважина–пласт» при фиксированных геолого-технических условиях измерений. Решение прямой задачи включает в себя изучение влияния на показания скважинных приборов радиальной неоднородности системы «скважина–пласт» (сюда относится также проблема учета влияния изменений физических свойств пород в околоскважинных зонах) и вертикальной разрешающей способности метода.

Решение прямой задачи позволяет изучить закономерности физического поля в системе «скважина–пласт», влияние на показания радиальной неоднородности этой системы; такие специальные характеристики поля (аппаратуры), как глубинность исследования – геометрическую и информационную, вертикальную разрешающую способность.

Решение прямой задачи позволяет изучить интерпретационные зависимости, выявить метрологические характеристики аппаратуры и сформулировать правила (процедуры и технические средства) их определения, найти критерии и технические возможности для оптимизации аппаратуры.

Целевой функцией, реализующей **критерий оптимальности информационно-измерительной системы** по ее метрологическим характеристикам, является результирующая погрешность определения искомого интерпретационного (петрофизического) параметра. Величина этой погрешности зависит от чувствительностей показаний не только к определяемому параметру, но и ко всем параметрам-помехам, а также от погрешности измерений параметров-помех.

Например, двухзондовая модификация ННМ обеспечивает существенно большую точность определения водородосодержания пород, чем однозондовая, при гораздо меньшей чувствительности к определяемому параметру (при не слишком высоких водородосодержаниях).

Возможны три пути решения прямых задач: эмпирический (аппроксимационный), феноменологический и строгий аналитический. При очевидной предпочтительности строгого аналитического подхода он обладает принципиальными ограничениями. При очень низкой симметрии задачи и сложности конструкции скважинного прибора строгое решение классическими методами математической физики невозможно получить в аналитической форме с учетом большого числа параметров, характеризующих конструктивные особенности аппаратуры и технические условия измерений. Возможно сочетание всех трех подходов.

Если **решение прямой задачи** удается получить (например, с помощью феноменологического подхода) в аналитической форме, которая допускает обращение относительно искомого петрофизического (интерпретационного) параметра, то такое решение **называется интерпретационной моделью**.

Если решение прямой задачи удается получить в виде интерпретационной модели, то это не только радикально облегчает построение алгоритма интерпретации, но и существенно повышает точность результатов (в сравнении с эмпирическими алгоритмами). Алгоритмы, полученные обращением интерпретационной модели, реализуют прямую бесприводную, беспалеточную и бескерновую («алгоритмическую») интерпретацию. При наличии строго обоснованных петрофизических моделей такие алгоритмы не нуждаются в петрофизической настройке.

Под петрофизическими моделью метода понимается выраженная в аналитической форме связь результирующей петрофизической характеристики породы в целом с объемными содержаниями и петрофизическими характеристиками ее минеральных компонент (включая газ и жидкие минералы – нефть и воду). Решение проблемы обоснования петрофизической модели метода составляет содержание петрофизики.

Знание закономерностей физического поля в системе «скважина–пласт», наличие интерпретационной и строгой петрофизической моделей обеспечивают в принципе бескерновую, беспалеточную и беспоправочную индивидуальную интерпретацию.

Однако для некоторых методов ГИС (например, электрометрии и геоакустики) горные породы являются настолько сложным объектом, что вместо строгих петрофизических моделей приходится использовать более или менее эффективные модельные подходы. Примерами последних могут служить уравнение «среднего времени» в акустике и уравнение Дахнова–Арчи в электрометрии. Метод потенциалов собственной поляризации (СП) интерпретируется до сих пор исключительно на эмпирической основе.

При изучении сложных коллекторов помимо стандартного комплекса петрофизических исследований необходимо выполнять специальные дополнительные исследования керна:

- рентгеноструктурный анализ;
- растровую электронную микроскопию с микрозондами для определения вещественного состава матрицы, цемента и структуры емкостного пространства;
- оптическую микроскопию в поляризованном свете для качественного изучения минерального состава и степени преобразованности отдельных минералов;
- количественные анализы на элементы и минералы, обладающие аномальными ядерно-физическими свойствами (естественные радионуклиды, элементы-поглотители тепловых нейтронов, минералы с аномальным водородосодержанием типа цеолитов, гидроокислов железа и алюминия и др.).

Все эти исследования необходимо выполнять в базовых скважинах с достаточно представительным выносом керна.

6.1.2. ОБРАТНЫЕ ЗАДАЧИ ГИС

Решение обратной задачи – это построение алгоритма интерпретации. Под обратной задачей понимается расчет искомой петрофизической характеристики (или известным образом связанный с ней интерпретационного параметра) по показаниям скважинного прибора при более или менее известных условиях измерений. Эти условия никогда не известны точно, и задача подавления помех – это задача оптимизации конструктивных (метрологических) характеристик аппаратуры, с одной стороны, и обоснования интерпретационного параметра и методики измерений, с другой.

Метод имитационного моделирования, примененный к алгоритму интерпретации, позволяет изучить точностные характеристики всей информационно-измерительной системы, конечным элементом которой является алгоритм интерпретации. Одновременно оцениваются погрешности определения искомых параметров, их зависимости от текущих технических условий измерений. Если искомыми величинами (в радиометрии скважин) являются содержания элементов – калия, урана, тория, водорода и других, то определяются минимально обнаружимые содержания («пороги обнаружения»), с заданной достоверностью определяемые над уровнем помех, их зависимости от текущих условий измерений.

Центральное место в разработке методик индивидуальной интерпретации занимают проблема учета разнообразия технических условий измерений в скважинах и тесно связанная с ней проблема метрологического обеспечения.

При вскрытии пластов в процессе бурения в прискважинной зоне пластов-коллекторов могут формироваться зоны набухания, разуплотнения и уплотнения (внутренней глинизации). В плотных пластах-неколлекторах возможно образование зоны разуплотнения вследствие искусственной трещиноватости. Эта зона возникает при высоких скоростях бурения в результате создания сильных механических напряжений в прискважинной зоне пласта при его вскрытии. Следствием неучета измененных зон при интерпретации могут быть грубые ошибки при оценке ФЕС коллекторов (коллектор может быть воспринят как неколлектор, и наоборот). Ошибки в определении плотности и пористости в прискважинной зоне коллектора приведут к грубым погрешностям оценок коэффициента остаточной нефтенасыщенности. Это означает, что интерпретационные модели должны изначально учитывать радиальную неоднородность системы «прибор–скважина–прискважинная зона – неизмененная часть пласта».

Для методов радиометрии скважин в последние годы разработаны интерпретационные модели и алгоритмы, использующие специальные метрологические характеристики, учитывающие чувствительность показаний к радиальной неоднородности прискважинной зоны [88, 89].

Основную проблему комплексной интерпретации можно сформулировать как проблему соз-

дания интерпретирующей системы, обладающей «геологическим интеллектом». В такой системе характеристики пластов определяются не только совокупностью амплитуд показаний различных методов ГИС, но и «участием» пластов в определенных циклах осадконакопления и принадлежностью их состава к определенным стехиометрическим классам. С этой точки зрения существующие системы «геологическим интеллектом» не обладают.

Проблемы интерпретации обусловлены принципиальной неоднозначностью перехода от измерений физических полей к искомым характеристикам пород. Измерения физических полей различной природы в системе «скважина-пласт» не создают новых физических сущностей, но вводят дополнительные взаимодействия. Сложность интерпретации, подобно сложности инженерной конструкции, резко возрастает с увеличением числа элементов и связей между ними. Для каждой составной части системы (конструкции), рассматриваемой отдельно, законы уже известны. Например, закон движения проводника в магнитном поле известен; задача расчета вращающейся электрической машины (получаемой объединением множества проводников) требует не открытия или использования новых законов, а только организованного метода анализа. Проблема неоднозначности решения здесь не возникает.

В отличие от задачи расчета инженерной конструкции при комплексной интерпретации данных ГИС для преодоления неоднозначности решения системы петрофизических уравнений требуется привлечение и использование новых законов – законов надпородного уровня.

На этапе комплексной интерпретации необходимо учитывать и использовать законы стехиометрии и циклостратиграфии, закономерности изменений петрофизических характеристик с изменением термодинамических условий естественного залегания пород, закономерности изменения петрофизических характеристик в прискважинных зонах.

Новый подход к интерпретации данных комплекса ГИС основан на использовании адаптивной технологии петрофизической настройки, качественной седиментологической и петрофизической информации.

А.Е. Кулинковичем и Д.А. Кожевниковым разработан новый метод циклостратиграфического изучения осадочных отложений – геотаймерный анализ, или абсолютная циклометрия данных геофизических исследований скважин [122]. Геотаймерный анализ – новый метод интерпретации данных ГИС. Он основан на специальной обработке геофизических диаграмм и выявлении хронометрических маркеров (геотаймеров) – геологических циклических периодов и фаз, которых можно определить заранее.

Методика обработки диаграмм ГИС (или результатов комплексной интерпретации) включает следующие процедуры: анализ частотных спектров циклических периодов; выявление в спектрах системы циклических, характеризующих геодинамические условия образования коллекторов данного месторождения; построение георитмограмм и выявление на них геотаймеров; выявление ритмических несоответствий, обусловленных перерывами осадконакопления, и оценка длительности перерывов, перевод периодов геотаймеров из масштаба глубин в масштаб геологического времени.

Геотаймерный анализ позволяет без дополнительных измерений и затрат получить из уже имеющихся материалов геофизических исследований скважин для большинства осадочных бассейнов информацию об абсолютном возрасте осадков, закономерностях распределения коллекторов по глубине, скоростях накопления мощностей и продолжительностях перерывов осадконакопления. Одновременно геотаймерный анализ открывает возможности изохронной корреляции отложений, более детального анализа палеогеографических обстановок, прогноза и открытия неструктурных и комбинированных ловушек нефти и газа при пространственном моделировании месторождений, детальной межрегиональной и межконтинентальной корреляции нефтегазоносных бассейнов.

Ограничением геотаймерного анализа является необходимость использования данных традиционной биостратиграфии (для биостратиграфической привязки хронометрических маркеров).

Развитие компьютерных технологий комплексной интерпретации данных ГИС дало мощный стимул к развитию теории методов ГИС, усовершенствованию их интерпретационных и петрофизических моделей, метрологического обеспечения. Интерпретационно-алгоритмическое обеспечение методов ГИС развивается по двум основным направлениям – развитию как методов индивидуальной, так и комплексной интерпретации, реализуемых в виде программно-методических комплексов.

Точность количественных результатов системы комплексной интерпретации данных ГИС обеспечивается:

- настройкой алгоритмов на индивидуальные метрологические характеристики аппаратуры;
- обменом информацией между модулями индивидуальной интерпретации;
- алгоритмическим учетом свойств промежуточных зон; технологической настройкой алгоритмов для методов с динамическим воздействием на пласт («замер – воздействие – замер»);

- использованием точных петрофизических моделей методов вместо эмпирических петрофизических связей;
- адаптивной технологией комплексной интерпретации и «петрофизической фильтрации» разреза;
- применением циклометрического (геотаймерного) анализа данных ГИС.

На рис. 6.1.1 показана схема многочисленных источников погрешностей, возникающих при количественной интерпретации данных ГИС. Различные методики интерпретации предусматривают различные способы их учета, поэтому именно методические погрешности вносят определяющий вклад в величину результатирующей погрешности определения интерпретационного (или петрофизического) параметра. По способам учета погрешностей адаптивная и поправочная технологии интерпретации различаются принципиально.

6.2. ПОПРАВОЧНАЯ ПАРАДИГМА В ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Исторически сложилось так, что при недостаточно высоком уровне развития теории интерпретационные зависимости строились на эмпирической основе в виде «палеток» с небольшим числом учитываемых факторов (параметров). Набор этих параметров характеризовал некоторые фиксированные условия измерений, принятые за стандартные. «Палеточный» подход предопределял «*поправочную*» методику интерпретации. Привлекательность этой методики обусловлена тем, что она позволяла отложить головную боль на завтра. Например, в радиометрии скважин по интерпретационной зависимости для стандартных условий определялось «каждущееся» значение петрофизического параметра (например, «пористость по известняку»), размерность которого была интерпретатору гораздо понятнее, чем, например, число импульсов в секунду. Головная боль начиналась у интерпретатора тогда, когда он приступал к введению поправок за отличие текущих условий измерений от «стандартных».

Рассмотрим детали поправочного подхода на примере стационарных нейтронных методов. Большинство выводов справедливо и для поправочных методик других методов ГИС.

Поправочная методика НМ была разработана около пятидесяти лет назад, когда теория находилась на эмпирическом этапе своего развития. Определяемым в ней параметром является «нейтронная пористость» или «каждущаяся пористость по известняку» (*apparent limestone porosity*). Так называется водонасыщенная пористость чистого кальцита CaCO_3 , статические амплитуды показаний в котором при «стандартных» условиях измерений такие же, как в реальной системе скважина–пласт при текущих условиях измерений.

Под «стандартом» понимается совокупность фиксированных значений параметров (характеризующих условия измерений, включая метрологические характеристики аппаратуры), для которых определяется базовая интерпретационная зависимость («палетка»). По базовой зависимости рассчитываются значения «каждущихся» нейтронных пористостей, в которые далее вводится множество поправок за отличия фактических условий измерений от принятых за «стандарт». За таковой принимается гранулярный кальцит без цемента, насыщенный пресной водой, без каверн и глинистой корки на стенке скважины. Скважина диаметром 200 мм необсажена, заполнена пресной водой, прибор прижат к стенке скважины; температура окружающей среды 20°C , давление 0,1 МПа.

Двухзондовая аппаратура НМ не содержит принципиально новой элементной базы или новых детекторов. Преимущества обусловлены использованием нового (по сравнению с однозондовой модификацией) интерпретационного параметра $A = N_1/N_2$ – отношения показаний двух зондов. Этот параметр не требует «опорных» пластов и обладает помехоустойчивостью относительно неконтролируемых изменений ряда помех в прискважинной зоне системы скважина–пласт.

Нейтронная пористость характеризует не только общее водородосодержание (эквивалент «водонасыщенной пористости») породы независимо от того, входит ли водород в состав флюида, или присутствует в молекулярно- или кристаллизационно связанным состоянии (гидроокислы минералов, гидроксильные группы OH^+). Она учитывает также поглощение тепловых нейтронов, которое, занижая показания, проявляется как каждущееся увеличение водородосодержания. Поэтому нейтронная пористость полиминеральных глинистых отложений может не отражать общую.

Базовые палетки (для «стандартных» условий) дополняются многочисленными «поправочными» зависимостями, по крайней мере, для наиболее распространенных геолого-технических условий измерений, отличающихся от стандартных [73, 192, 213]. Поправки необходимо вносить не только за изменение диаметра скважины, но и за отличие от «стандартного» литологического и петрохимического (мак-

ро- и микрокомпонентного) состава пород – за присутствие пирита, цеолитов, гидроокислов железа и алюминия, содержаний различных типов глинистых минералов, присутствие аномальных поглотителей – бора, гадолиния, лития, самария, и др. Известно, что микропримеси этих элементов увеличивают макросечение поглощения твердой фазы породы в несколько раз [91]. Учет влияния этих факторов обязателен при количественной оценке пористости. Но, даже располагая поправочными зависимостями за присутствие таких микропримесей, учесть их в принципе невозможно, поскольку неизвестны их содержания в изучаемом пласте. Автоматически действующая помехоустойчивость интерпретационного параметра не распространяется на изменение содержаний элементов-поглотителей. Систематически завышенные значения нейтронной пористости пород свидетельствуют, что помехоустойчивость к помехам ближней зоны не устраняет влияния поглощения тепловых нейтронов в пласте.

В принципе поправочная методика интерпретации данных ННМ, основанная на приведении показаний к стандартным условиям, может быть обоснована достаточно строго. Это означает, однако, что исправляться должны не значения фиктивного параметра («кажущейся нейтронной пористости»), а непосредственно зарегистрированные показания. К дефектам поправочной методики необходимо отнести нарушение условия **некоммутативности** (*неперестановочности*) **процедур** учета технических условий измерений, состава пород, свойств пластовых флюидов и промывочной жидкости посредством внесения поправок в определяемые значения нейтронной пористости. Все **поправки считаются независимыми**, что противоречит закономерностям поля нейтронов в системе скважина-пласт.

Результирующая погрешность определения пористости слагается из погрешностей **измерений** и погрешностей **интерпретации**. В свою очередь, **погрешности интерпретации** слагаются из погрешностей **методики** интерпретации, погрешностей **метрологического обеспечения** и погрешностей **интерпретационных зависимостей** (*«палеток»*) и соответствующих **алгоритмов**.

Метод Монте-Карло позволяет рассчитывать интерпретационные зависимости ННМ для системы прибор–скважина–пласт с очень низкой степенью симметрии, и даже для таких условий, которые в принципе невозможно воспроизвести в лабораторных условиях. Однако при этом к перечисленным выше недостаткам поправочной парадигмы добавляется еще один. Она навязывает принципиальные ограничения методике и результативности математического и натурного моделирования. Эти ограничения проявляются в виде целого **ряда несоответствий** моделируемых условий условиям скважинных измерений. А именно:

1°. **По литологическому составу** пород. Физическому и математическому моделированию поправочная методика навязывает литотипы, наиболее далекие от реальных: реальный песчаник моделируется кварцем, реальный известняк – кальцитом, и т.д. Для литотипов полиминеральных карбонатных и терригенных отложений нейтронные характеристики реальных пород, содержащих множество минеральных примесей, различаются значительно меньше, чем для «стерильных» кварца, кальцита, ангидрита и доломита [112].

2°. **По петрохимическому составу твердой фазы** (матрицы и цемента) коллекторов. Макро- и микрокомпонентный состав влияют на замедляющие (неупругое рассеяние и замедление быстрых нейтронов) и диффузионные свойства пород (через водород в кристаллической решетке минералов и эффекты химической связи при рассеянии тепловых нейтронов, присутствие аномальных поглотителей).

3°. **По метрологическим характеристикам**. Несоответствие между метрологическими характеристиками базисной аппаратуры (принятой за стандарт), для которой получено интерпретационное обеспечение, и той рабочей аппаратурой, результаты измерений которой представлены для интерпретации. В серийном производстве радиометрической аппаратуры из-за колебаний размеров деталей и узлов зондовых устройств при механической обработке, сварке, заливке и расточке фильтров, экранов и коллиматоров, влияния других факторов практически невозможно создать полностью идентичные приборы.

4°. **По толщине пластов**. Интерпретационные и поправочные зависимости ННМ-2 рассчитываются для пластов, **насыщенных по мощности**. Для пластов **конечной толщины** проявляется эффект, отсутствующий в однозондовых модификациях. Этот эффект – следствие различия глубинностей исследования (вертикальных разрешающих способностей) зондов различной длины, показания которых **характеризуют различные участки пласта**. Диаграмма интерпретационного параметра $A = N_1/N_2$ из-за этого эффекта осложнена локальными изменениями амплитуд, или так называемыми «ложными выбросами», по форме напоминающими заячьи уши. Изменения диаметра скважины и появление глинистой корки против коллекторов еще более усложняет форму диаграмм $A_{1,2}$ в окрестности границ пластов. Для устранения этого эффекта на диаграммах A необходима специальная цифровая фильтрация.

5°. **По учету термодинамических условий залегания**. Интерпретационные зависимости, а также метрологические характеристики зондов определяются в лабораторных условиях отнюдь не при темпе-

Таблица 6.1

Условия применимости поправочной и адаптивной методик

Аппаратура	Регистрируемые нейтроны	Методика интерпретации			
		Адаптивная		Поправочная	
		Скважина		Скважина	
		необсажена	обсажена	необсажена	обсажена
«Стандартная»	Надтепловые Тепловые	✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓	Методика не обеспечена
Модифицированная	Надтепловые Тепловые	✓ ✓	✓ ✓	Методика неприменима	

ратурах и давлениях естественного залегания пород на глубинах порядка 3–5 км и более (в частности, при температурах порядка 200 °C). При регистрации тепловых нейтронов показания BF_3 – и He^3 – детекторов включают не только тепловые, но и надтепловые нейтроны. Соотношение между их вкладами в результатирующие показания не остается постоянным. Оно изменяется с изменениями температуры, водородосодержания и макросечения поглощения нейтронов. Поскольку условия термостатирования детекторов неидеальны, из-за температурной зависимости их спектральных и счетных эффективностей **метрологические характеристики** зондов в процессе скважинных измерений *отличаются от измеченных в лаборатории**.

Таким образом, интерпретационное обеспечение создается для аппаратуры в идеализированных условиях (в случае математического моделирования – для упрощенных **моделей** зондовых устройств). Получаемые интерпретационные зависимости применимы только для приборов, метрологически тождественных прибору, для которого создано интерпретационное обеспечение (с которым выполнены натурные измерения, или для которого сделан конкретный расчет, математический эксперимент). При поправочной методике задача метрологического обеспечения сводится к **стандартизации аппаратуры** (см. п. 3°).

Условия применимости поправочной и адаптивной методик интерпретации данных ННМ приведены в табл. 6.1.

Дефекты интерпретационного обеспечения ННМ распространяются как на однозондовую, так и на двухзондовую модификацию.

Наибольший объем измерений ННМ в настоящее время проводится в обсаженных скважинах, – при контроле разработки и доразведке месторождений, когда информация об открытом стволе или отсутствует, или недостаточна. Но именно в обсаженных скважинах поправочная методика неприменима.

6.3. ПРИНЦИП АДАПТИВНОСТИ В ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Чтобы преодолеть недостатки поправочных методик, методики интерпретации должны быть **адаптивными**, т.е. «**самонастраивающимися**», приспособливающимися к условиям измерений. На интуитивном уровне необходимость использования **принципа адаптивности** давно осознана.

Принцип адаптивности нацелен на исключение из числа настроек параметров таких, которые неизвестны вообще или известны с большой погрешностью. На качественном уровне этот принцип впервые был реализован Ю.А. Гулиным и спецлабораторией МНИ им. И.М. Губкина при определении пористости – по данным нейтронных методов, и глинистости – по данным гамма метода, введением двойного разностного параметра

$$\Delta J = (J - J_{\min}) / (J_{\max} - J_{\min}), \quad (6.3.1)$$

и двух «опорных» пластов: с минимальным и максимальным водородосодержанием (для ННМ и НГМ), минимальной и максимальной глинистостью (для ГМ), а также Н.Г. Залевым для разделения коллекtorов по литологическому составу (или насыщению) по методике «функциональных преобразований диаграмм».

*На которые нормируются результаты расчетов методом Монте-Карло.

Широко применяемая до сих пор (и прогрессивная для своего времени) методика настройки алгоритмов интерпретации данных ГИС по «опорным» пластам или их статистическим аналогам* имеет принципиальные ограничения. Во-первых, «опорные» пластины имеются в геологическом разрезе далеко не всегда. Во-вторых, эта методика реализует принцип: «в огороде бузина, а в Киеве – дядька»: объектом изучения является пласт–коллектор, но «опорные» пластины не имеют с ним никакого сходства ни по минеральному составу, ни по условиям образования, и не являются коллекторами. Например, пласт с минимальными водородосодержанием и глинистостью – плотный ангидрит; пласт с высоким водородосодержанием – размытая каверна; пласт с максимальной глинистостью – пласт размытых глин; эти пластины не имеют ничего общего с глинистым цементом, заполняющим емкостное пространство коллектора.

Интерпретация данных *однозоновых* модификаций ННМ всегда *сводится к интерполяции* между двумя априорно заданными значениями нейтронной пористости. Интерпретатор сам задает динамический диапазон изменения искомой величины, опираясь на имеющуюся геологическую и петрофизическую информацию и собственный опыт. Поэтому дефекты интерпретационного обеспечения однозондовой модификации остаются как бы «замаскированными», и проявляются только в случае *двухзоновой*, когда «опорные» пластины или их статистические аналоги не используются.

В частности, для нейтронных методов методика интерпретации должна обеспечивать автоматическую (хотя бы приближенную) настройку интерпретационных зависимостей на минеральный состав твердой фазы пород, свойства промывочной жидкости, минерализацию пластового флюида, технические условия измерений и метрологические характеристики аппаратуры при термодинамических условиях залегания пород. Это возможно только в том случае, когда методика оперирует не с фиксированными палетками, а с *интерпретационной моделью*, позволяющей генерировать интерпретационные зависимости и решать прямые и обратные задачи для *текущий условий измерений*.

При поправочной «палеточной» интерпретации объектом метрологического обеспечения являлась аппаратура («*метрологическое обеспечение аппарата*»). Поскольку интерпретационная зависимость – «палетка» – строилась (измерялась) для фиксированных «стандартных» технических условий и для конкретного прибора, все приборы должны были быть идентичными тому прибору, для которого была получена палетка. Поэтому основной принцип метрологического обеспечения сводился к *стандартизации аппарата*, а методика (поправочная) учета условий измерений – к *приведению показаний к стандартным условиям*. Отражение «палеточного» подхода проявилось в жестко фиксированной настройке первых алгоритмов (в том числе, встраиваемых вместе с математическим процессором непосредственно в скважинный прибор) на метрологические параметры стандартизованной аппаратуры.

При вскрытии пластов в процессе бурения в прискважинной зоне пластов–коллекторов могут формироваться зоны набухания, разуплотнения и уплотнения (внутренней глинизации). В плотных пластинах–неколлекторах возможно образование зоны разуплотнения вследствие искусственной трещинноватости. Эта зона возникает при высоких скоростях бурения в результате создания высоких механических напряжений в прискважинной зоне пласта при его вскрытии. Следствием неучета измененных зон при интерпретации могут быть грубые ошибки при оценке ФЕС коллекторов: коллектор может быть воспринят как неколлектор, и наоборот. Ошибки в определении плотности и пористости в прискважинной зоне коллектора, в свою очередь, приведут к грубым погрешностям оценок коэффициента остаточной нефтенасыщенности. Это означает, что интерпретационные модели должны изначально учитывать радиальную неоднородность системы прибор–скважина–прискважинная зона–неизмененная часть пласта.

Для гамма-методов радиометрии скважин (метод естественной радиоактивности в спектрометрической и интегральной модификациях, плотностной гамма-гамма) в последние годы разработаны интерпретационные модели и алгоритмы, использующие специальные метрологические характеристики, учитывающие чувствительность показаний к радиальной неоднородности прискважинной зоны. Важнейшей из них является *радиальная чувствительность*, введенная Д.А. Кожевниковым [93]. Эта величина определяет чувствительность показаний к свойствам промежуточных зон (промывочная жидкость, стальная колонна, цементное кольцо, глинистая корка, и т.д.). Она одновременно характеризует глубинность исследования и вертикальное разрешение аппаратуры. Знание радиальной чувствительности существенно повышает точность учета конечной мощности пластов. Для интерпретации результатов измерений методами с малой глубинностью исследования введение радиальной чувствительности имеет принципиальное значение.

*Предполагается устойчивость модальных или средних значений распределений пористости по данным межскважинной корреляции.

Метрологические характеристики высокочувствительной аппаратуры методов ГИС с малой глубинностью исследования, как показали специальные исследования, имеют существенный разброс (в особенности, по радиальной чувствительности). Однако алгоритмы, настраиваемые на радиальную чувствительность, **универсальны** в смысле общности процедур метрологического обеспечения информационно-измерительной системы в целом. Эти алгоритмы не требуют замены при замене одного типа аппаратуры на другой, достаточно настроить алгоритм на новые метрологические характеристики. При адаптивном алгоритмическом подходе, в отличие от «палеточного», нестандартная аппаратура **«стандартизуется» по конечному результату интерпретации*** независимо от разброса индивидуальных метрологических характеристик.

Знание радиальной чувствительности позволяет учесть любые условия измерений [93]. В частности, поправочная методика учета технических условий измерений в гамма – спектрометрии посредством приведения к стандартным условиям обладает очень узкими границами применимости (а именно: один излучатель при отсутствии активных промежуточных зон). Адаптивный алгоритм, основанный на аналитической интерпретационной модели с настройкой на радиальную чувствительность, свободен от этого недостатка [93].

В последующих главах будет показано, что применение петрофизического инварианта как интерпретационного параметра позволяет реализовать комплексную адаптивную петрофизическую интерпретацию.

6.4. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЙ ИНВАРИАНТ КАК ИНТЕРПРЕТАЦИОННЫЙ ПАРАМЕТР МЕТОДОВ ГИС

Альтернативой эмпирической поправочной («палеточной») технологии интерпретации данных ГИС явилась адаптивная технология, в основе которой лежат **новые методологические принципы** – принцип моделирования коллекторов на основе **петрофизической инвариантности и принцип адаптивности**, обеспечивающие резкое повышение точности и надежности благодаря подавлению разнообразных источников шумов и погрешностей. Результаты петрофизического моделирования способствуют выявлению и обобщению закономерностей, обнаруживающихся в многообразии накопленных эмпирических данных. В первую очередь, такие закономерности установлены для гранулярных коллекторов (см. часть 1).

Петрофизическое моделирование – изучение связей между измеренными физическими характеристиками коллекторов с целью построения аналитических моделей, которые оперируют обоснованными параметрами. **Петрофизические модели** позволяют реализовать **адаптивную** технологию интерпретации данных ГИС на основе принципа петрофизической инвариантности.

Петрофизическое моделирование актуально для перехода к количественному определению эффективной (динамической) пористости, как **однозначному признаку коллектора** (в отличие от общей или открытой пористости). Петрофизические модели «универсальны» в том смысле, что они справедливы для любого **гранулярного** коллектора, и действуют так же, как физические законы, – независимо от географических координат, геологического возраста, термодинамических условий и глубины залегания.

Петрофизический инвариант Ψ – нормированные для данного коллектора эффективная или динамическая пористости:

$$\Psi = \frac{K_{\text{пп эф}}}{K_{\text{пп эф}}^{\max}}. \quad (6.4.1)$$

Эта безразмерная величина играет роль параметра подобия, превращая сложные многомерные связи фактически в функциональные и позволяющая значительно сократить число настроечных (входных) параметров в алгоритмах интерпретации данных ГИС и существенно уменьшить неопределенность их априорного задания.

*Это, конечно, не исключает **контроля работоспособности** аппаратуры по геофизической характеристике. Такая «аппаратурная» метрология необходима при производстве аппаратуры и ее эксплуатации. Она обеспечивает необходимый контроль качества приборов и соответствие их конструкции установленным требованиям.

На основе моделирования устанавливаются закономерности петрофизических взаимосвязей, которые допускают обобщение многопараметрических зависимостей в виде существенного снижения числа аргументов, что позволяет вывести интерпретацию данных ГИС на алгоритмический уровень.

Петрофизический инвариант и принцип петрофизической инвариантности в полной мере выявляются не на уровне петрофизического анализа, а на уровне объединения модели эффективной пористости коллектора с интерпретационной и петрофизической моделями методов ГИС.

В последующих главах нами обоснован важнейший вывод – петрофизический инвариант определяется по данным ГИС, и знание этого параметра необходимо не только для расчета эффективной пористости (СП, ГМ, ГМ-С, ГГМ, ННМ, АМ) но и коэффициента нефтенасыщения (ИНМ, ЭМ).

В части 1 был сформулирован принцип петрофизической инвариантности коллекторов, который базируется на петрофизической модели эффективной пористости. С учетом того, что петрофизический инвариант может быть определен по данным ГИС, этот принцип можно расширить и сформулировать следующим образом: *терригенные и карбонатные гранулярные коллекторы с различными значениями пористости и емкости матрицы, различными минеральными составами и водоудерживающими способностями матрицы и цемента, но с одинаковыми значениями петрофизических инвариантов Ψ (или η^*), в определенном смысле проявляют себя как один и тот же коллектор. А именно: отмечаются одинаковыми значениями относительной амплитуды СП, двойного разностного параметра по урановому эквиваленту (эквивалентному массовому содержанию равновесного урана), величине параметра буримости* и некоторых других геофизических параметров.*

Кроме того, в части 1 показана существенная вертикальная неоднородность сложных коллекторов. Последнее означает, что настройка алгоритмов интерпретации данных ГИС по усредненным характеристикам коллекторов (среднее по эффективным толщинам) влечет за собой существенную погрешность в определении фильтрационно-коллекторских свойств.

Повышение точности определения ФЕС с учетом вертикальной неоднородности коллектора в принципе обеспечивает существенное повышение точности и надежности определения проницаемости, гидропроводности, оценки качества вскрытия пласта по удельной продуктивности. Известно, что увеличение неоднородности разрезов по пористости и проницаемости ведет к уменьшению этих параметров. Изучение ФЕС и их изменения по разрезу и площади позволяет прогнозировать направление движения контурных и закачиваемых вод, выделять участки первоочередного обводнения, участки с невыработанными запасами углеводородов, т.е. имеет огромное практическое значение.

Выявленные устойчивые зависимости между различными ФЕС сложных терригенных коллекторов находятся в полном соответствии с рассмотренными выше петрофизическими моделями.

Идея адаптивной интерпретации исходит из представления о том, что в процессе формирования в водной среде в зависимости от условий осадконакопления неоднородный гранулярный коллектор проходит через последовательность состояний, характеризующихся изменением глинистости от минимальной $K_{\text{п}} = M$ до максимальной $K_{\text{п}} = \mu$. В предварительно установленном диапазоне глубин залегания коллектора сканирование диаграмм ГИС скользящим окном позволяет выявить интервалы, соответствующие характеристическим значениям. Соответствующие показания методов ГИС отражают фактический минеральный состав матрицы и цемента, свойства подвижного и остаточного флюида при текущих метрологических характеристиках информационно-измерительной системы в условиях естественного залегания (которые могут отличаться от измеренных в лабораторных условиях). Процедуры интерпретации освобождаются от необходимости введения множества «поправок» за большое число неизвестных и неконтролируемых факторов: они учитываются автоматически.

Для комплексной адаптивной интерпретации оказывается, что даже при отсутствии «опорных» пластов в геологическом разрезе всегда есть опора, если в нем имеются пласти-коллекторы.

*Относительный **параметр буримости** был предложен Э.Е. Лукьяновым и представляет собой отношение продолжительности бурения исследуемого пласта к продолжительности бурения опорного пласта, представленного глинами и пройденного тем же долотом.

ГЛАВА 7

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ МЕТОДОВ ГИС И АДАПТИВНЫЕ АЛГОРИТМЫ

7.1. МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ СОБСТВЕННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Самопроизвольное возникновение электрического тока в скважине впервые было отмечено в 1928 г. Конрадом и Марслем Шлюмберже и получило название самопроизвольная поляризация (СП). Электрохимические процессы, приводящие к формированию в породах-коллекторах и системе скважина–пласт потенциалов собственной поляризации (СП), отличаются сложностью и разнообразием. Это обусловило, с одной стороны, незавершенность теории метода СП и отсутствие петрофизической модели, а с другой – появление противоречивых мнений о его петрофизической информативности.

Идея использовать метод СП для оценки открытой пористости впервые была опубликована В.Н. Дахновым и В.Н. Кобрановой в 1952 г. [45]. Петрофизической основой такой возможности является связь потенциалов СП с пористостью и глинистостью, что доказано на значительном фактическом материале ГИС в различных геологических провинциях.

Наличие факторов, обеспечивающих применимость метода СП для определения пористости пород (устойчивость минерального состава глинистого цемента, количество пелитового материала, слабо изменяющаяся по мощности и площади минерализация пластовых вод) определяет корреляционный характер связей амплитуд потенциалов СП с пористостью, а также совпадение или различие этих связей для различных районов (Башкирия, Татария, Предкавказье, Западная Сибирь) (рис. 7.1.1).

Опыт применения метода СП в Западной Сибири показал, что он позволяет определять общую пористость, абсолютную проницаемость, глинистость.

Метод СП (наряду с ГМ) является одним из наиболее информативных методов ГИС для получения литологической информации при исследовании терригенных отложений. Методы фациальной интерпретации геофизических данных базируются на критериях, разработанных геологической наукой. В сейморазведке эти методы получили название сейсмостратиграфии. В промысловой геофизике методы фациального анализа называют седиментологической интерпретацией. Например, на кривой СП могут быть выделены участки, соответствующие развитию высокодисперсных компонент, в первую очередь глинистого материала, обладающего высокой адсорбционной способностью, а также участки, характеризующиеся низкой адсорбционной способностью и отвечающие наличию в разрезе низкодисперсных образований – неглинистых песчаных пород-коллекторов. Уменьшение размеров пор и заполнение их глинистым веществом равносильно росту удельной поверхности и адсорбционной способности пород. Данные СП используются для установления фациальной природы осадков и палеогеографических реконструкций с целью локального прогноза песчаных тел-коллекторов, зон их выклинивания и связанных с ними литологических ловушек.

Детальные исследования кернового материала с изучением структурно-текстурных особенностей, гранулометрического состава, физических свойств и т.д. выявили тесную взаимосвязь содержания глинистого материала в породе с ее гранулометрическим составом и фильтрационными свойствами. Было подтверждено, что с увеличением размера зерен обломочного материала уменьшается количество глинистого материала и улучшаются фильтрационные свойства песчаных пород. Наиболее четкая зависимость отмечается между $\alpha_{\text{СП}}$ и медианным размером зерен. Поскольку размер обломочных зерен и количественное содержание глинистого материала в породе отражают палеогидродинамические уровни водных потоков, а медианный размер обломочных зерен сопоставлен с относительными амплитудами кривой СП, то, следовательно, значения $\alpha_{\text{СП}}$ соответствуют определенным палеогидродинамическим уровням среди седиментации.

Рис. 7.1.1. Сводка эмпирических зависимостей относительной амплитуды СП $\alpha_{\text{СП}}$ от открытой пористости по различным источникам:

1 – девон Туймазов по С.А. Султанову; 2 – нижний мел Прикумской впадины по С.С. Итенбергу; 3 – терригенные отложения Тарского Прииртышья по Е.И. Леонтьеву; 4 – юрские коллекторы Западной Сибири по данным; 5 – зависимость (7.1.4); 6 – зависимость (7.1.7)

Таким образом, может быть сделан важный вывод, что диаграмма СП отражает палеогидродинамику среды седиментации, она может быть использована для изучения последовательности смены палеогидродинамических уровней как по разрезу, так и на площади, что дает возможность устанавливать и прослеживать по данным ГИС пространственное размещение фаций в различных обстановках осадконакопления (рис. 7.1.2).

Для каждой фации характерна особая, только ей свойственная форма аномалий кривой СП – электрометрическая модель фации. Форма кривой СП содержит важную информацию по целому ряду признаков, позволяющих оценивать строение и мощность изучаемых отложений, переходы их к выше- и нижележащим, характер контактов и т.д. [137].

Методу СП посвящено огромное количество теоретических и экспериментальных работ. Однако до сих пор данные интерпретируются исключительно на эмпирическом уровне, на основе лабораторных исследований керна и статистических сопоставлений типа «керн–керн», «керн–ГИС».

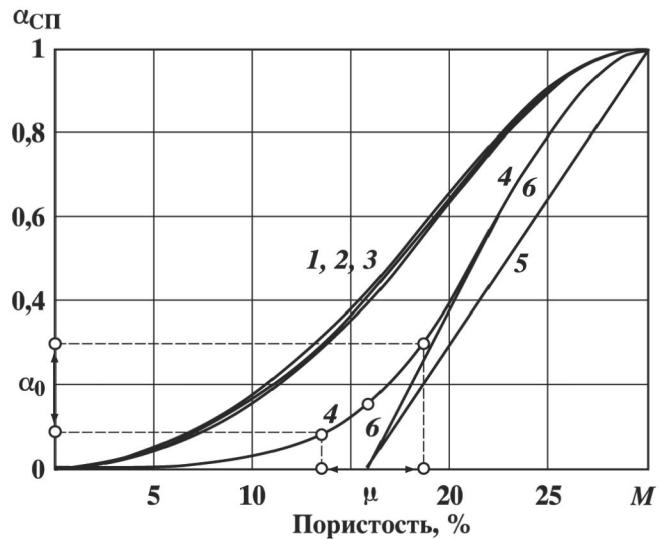
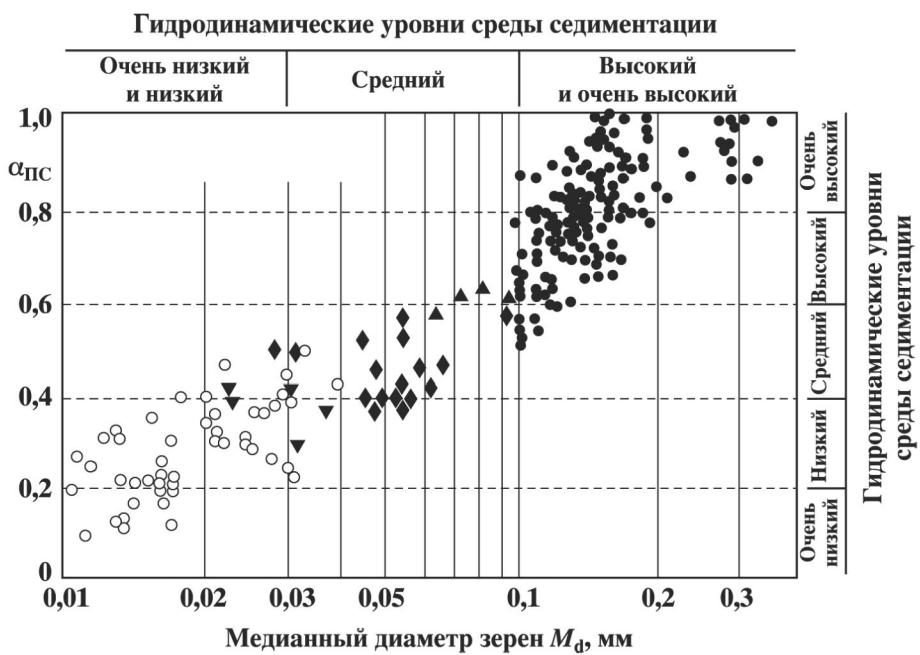


Рис. 7.1.2. Корреляционная зависимость ($r = 0,75$) относительной амплитуды СП от медианного диаметра зерен (эффективной пористости через параметр петрофизической инвариантности). По В.С. Муромцеву:

1 – песчаники средне- и мелкозернистые, смешанные породы; 2 – алеврито-песчаные; 3 – песчано-алеврито-глинистые; 4 – глинисто-алевритовые; 5 – алевролиты в разной степени глинистые



7.1.1. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ МЕТОДА СП

Теоретическое обоснование возможности определения пористости по методу потенциалов собственной поляризации изложено в работах В.Н. Дахнова, Б.Ю. Вендельштейна и Д.А. Шапиро [22, 43, 175]. Сущность теоретических предпосылок сводится к следующему: если амплитуда потенциалов собственной поляризации имеет диффузационное происхождение, а потенциалами течения можно пренеб-

речь, то при прочих равных условиях (постоянство химико-минералогического состава породы, химического состава пластовых вод, их концентрации и степени насыщения ими породы и т.д.) величина амплитуды потенциалов собственной поляризации зависит от удельной адсорбционной поверхности породы. Поскольку удельная поверхность адсорбции пор пор зависит главным образом от содержания глинистой фракции в породе, то при наличии статистической связи между величиной глинистости и пористости породы можно ожидать существование функциональной зависимости величины потенциала собственной поляризации от пористости.

Работами В.Н. Дахнова, В.Н. Кобрановой, Б.Ю. Вендельштейна [85] доказано, что величина диффузионно-адсорбционной активности $A_{\text{да}}$ прямо пропорциональна удельной адсорбционной поверхности, которая определяется дисперсностью породы. Формирование диффузионно-адсорбционной активности породы обусловлено мельчайшими частицами глинистой (пелитовой) фракции. Диффузионно-адсорбционная активность породы зависит в основном от цемента, его суммарного содержания, наличия пелитовой и растворимой компонент, а также минералогического состава.

В работах В.Н. Кобрановой и Б.Ю. Вендельштейна приводятся связи $A_{\text{да}}$ с объемной влажностью ($K_{\text{п}}K_{\text{в}}$) и $K_{\text{п}}$. Эти связи близки к линейным, и отличаются для цементов различного типа:

$$A_{\text{да}} = a - b K_{\text{п}} \quad (7.1.1)$$

Диффузионно-адсорбционная активность и изменение амплитуды диффузионно-адсорбционных потенциалов при одинаковом сопротивлении пластовых вод в коллекторе и вмещающих породах описывается соотношением

$$\Delta U_{\text{СП}} = - (A_{\text{да, вм}} - A_{\text{да}}) \lg (\rho_{\phi}/\rho_{\text{в}}). \quad (7.1.2)$$

По В.Н. Кобрановой, значения $A_{\text{да}}$ определяются не только удельной объемной влажностью, но сильно зависят от состава фаз, значений величин, характеризующих развитие межфазной поверхности. Возрастает $A_{\text{да}}$ с увеличением содержания в твердой фазе песчано-глинистых пород полуторных окислов алюминия и железа, находящихся в прямой зависимости от глинистости этих пород.

Для того же типа пород при данной влажности значения $A_{\text{да}}$ зависят и от состава цемента. Неодинакова, например, $A_{\text{да}}$ песчано-глинистых пород с железистым, глинистым, опалово-халцедоновым и доломитовым цементом или тех же пород с преимущественно каолинитово-гидрослюдистым и кальцитовым цементом. У эффузивных пород $A_{\text{да}}$ тем выше, чем больше в их твердой фазе кристаллизационной воды. Диффузионно-адсорбционная активность песчано-глинистых и известково-магнезиальных пород возрастает: при уменьшении эффективного диаметра и среднего диаметра их зерен, среднего и медианного радиусов поровых каналов, коэффициента абсолютной проницаемости, при увеличении их удельной поверхности, емкости обмена, относительной глинистости, массовой глинистости, объемной глинистости, содержания в песчано-глинистой породе глинисто-растворимой части, гигроскопической, максимальной массовой гигроскопической остаточной и приведенной гигроскопической влагоемкостей [85].

Наиболее тесными являются связи $A_{\text{да}}$ при постоянном составе цемента песчано-глинистых пород.

Многими исследователями на фактическом материале были установлены корреляционные связи между амплитудами потенциалов СП и общей пористостью для различных геологических провинций. Действие факторов, ограничивающих применимость метода СП (изменяющаяся по мощности и площади минерализация пластовых вод, наличие сторонних потенциалов, недонасыщение амплитуд СП в тонких пластах, и др.), определяет корреляционный характер связей амплитуд $\Delta U_{\text{СП}}$ с пористостью.

Зависимость $\alpha_{\text{СП}}(K_{\text{п}})$ допускает линейную аппроксимацию

$$\alpha_{\text{СП}}(K_{\text{п}}) = \begin{cases} 0, & K_{\text{п}} \leq \mu, \\ (K_{\text{п}} - \mu)/(M - \mu), & K_{\text{п}} > \mu. \end{cases} \quad (7.1.3)$$

По мнению Б.Ю. Вендельштейна [22], линейная зависимость предпочтительна в случае повышенной минерализации пластовой воды при преимущественно гидрослюдистом составе глинистого цемента при наличии ССО и монтмориллонита.

Из выражения (7.1.3) вытекает следующий алгоритм оценки пористости по данным СП:

$$K_{\text{п}} = \mu + (M - \mu)\alpha_{\text{СП}}. \quad (7.1.4)$$

Именно такой вид:

$$K_{\pi} = C_1 + C_2 \alpha_{\text{СП}}, \quad (7.1.4')$$

где C_1 и C_2 – эмпирические константы, имеет алгоритм, широко используемый в Западной Сибири [169]. Значения констант (C_1 и C_2) для каждого объекта или группы объектов, характеризующихся одинаковыми или близкими условиями образования, обычно подбираются на основании лабораторных исследований с построением статистических сопоставлений типа «керн – ГИС». Наборы таких констант используются при петрофизическом районировании [169].

Как отмечено в [169], «смысловые определения коэффициентов в (7.1.4') отсутствуют». По мнению авторов, «коэффициент C_1 характеризует пористость коллектора, приходящуюся на единицу относительной амплитуды потенциалов собственной поляризации, за вычетом пористости глинистого материала на глубине залегания продуктивного пласта. Коэффициент C_2 отражает пористость глинистого цемента на указанной глубине. Рассматриваемые коэффициенты могут быть использованы при петрофизическом районировании нефтегазоносных областей».

На основании (7.1.4), коэффициенты (C_1 , C_2) в (7.1.4') имеют определенный петрофизический смысл. Параметр C_1 – полная водоудерживающая способность коллектора (сумма водоудерживающих способностей матрицы и цемента, полностью заполняющего емкостное пространство). Параметр C_2 – максимальная объемная глинистость коллектора.

В табл. 7.1 приведены значения коэффициентов C_1 и C_2 и величина емкости матрицы M , равная их сумме:

$$M = C_1 + C_2. \quad (7.1.5)$$

Для коллекторов Нижневартовского нефтегазоносного региона значения μ меняются в диапазоне $6 \% < \mu < 21 \%$, а значения M – в диапазоне $18 \% < M < 35 \%$. При анализе данных таблицы интересно отметить, что один и тот же коллектор, прослеживаемый на различных площадях (месторождениях), может характеризоваться различными значениями C_1 и C_2 . Однако емкость матрицы, равная их сумме, сохраняется практически постоянной.

Вследствие неоднородности коллекторов величина μ изменяется вдоль оси пористостей, из-за чего граничное значение (условная граница неколлектор – коллектор) также изменяется в некотором диапазоне (рис. 7.1.3). На практике часто полагают $\alpha_{\text{СП}}^{\text{rp}} = \alpha_0^{\text{max}}$, и с «запасом прочности» к коллекторам относят все пласты, для которых, например, $\alpha_{\text{СП}} > 0,3$.

Но из (7.1.4) можно получить гораздо более важные соотношения. В инвариантном представлении

$$\alpha_{\text{СП}}(K_{\pi}) = \Psi. \quad (7.1.6)$$

Уже в линейном приближении устанавливается однозначная связь (7.1.6) между $\alpha_{\text{СП}}$ и эффективной пористостью (инвариантом Ψ).

Однако связь $\alpha_{\text{СП}}$ с пористостью может быть и нелинейна. По мнению Б.Ю. Вендельштейна [22], выпуклая нелинейная зависимость предпочтительна при повышенной минерализации пластовых вод и преимущественно каолинит-гидрослюдистом составе цемента.

На основании (7.1.4) соответствующий алгоритм определения пористости имеет следующий вид:

$$K_{\pi} = \mu + 2(M - \mu) \arcsin(\alpha_{\text{СП}}/\pi). \quad (7.1.7)$$

Погрешность алгоритма (7.1.7) в области низких значений пористости несущественна. Она не имеет практического значения, поскольку малым K_{π} соответствуют высокие $K_{\text{бо}}$ и, следовательно, чрезвычайно малые значения эффективной пористости.

В инвариантном представлении выражение (7.1.7) принимает следующий вид:

$$\alpha_{\text{СП}} = \sin(\pi\Psi/2), \quad (7.1.8)$$

$$\Psi = 1 - \eta^* = 2/\pi[\arcsin \alpha_{\text{СП}}]. \quad (7.1.9)$$

Таким образом, мы приходим к важному выводу, что величина относительной амплитуды $\alpha_{\text{СП}}$ однозначно определяется величиной инварианта Ψ (или η^*). Этот вывод справедлив как для линейного, так и для нелинейного описания зависимости $\alpha_{\text{СП}}$ от пористости.

Таблица 7.2

Значения полной водоудерживающей способности коллектора (C_1 , %), максимальной объемной глинистости коллектора (C_2 , %) и пористости матрицы ($M = C_1 + C_2$, %) для ряда месторождений Западной Сибири

Месторождение, пласт	C_1	C_2	M	Месторождение, пласт	C_1	C_2	M
Коллекторы АВ				Коллекторы БС			
С-Покурское, АВ	17,51	9,09	26,60	Мало-Балыкское, БС16-21	10,70	10,30	21,00
Батинское, АВ	16,60	9,30	25,90	Быстринское, БС16-17 –	6,90	19,00	25,90
Мегионское, АВ	13,60	11,10	24,70	БС21-22			
Южно-Аганское, АВ	14,00	13,00	27,00	Когалымское, БС18-22	7,70	15,80	23,50
Мегионское АВ11-2	13,60	11,10	24,70	Тяновское, БС6	9,80	18,40	28,20
Мыхтайское, АВ1-АВ2	16,05	9,78	25,83	Тяновское, БС7-12	12,40	11,60	24,00
Ватьеганское, АВ1-2	13,80	15,20	29,00	Тяновское, БС16-17	8,40	13,20	21,60
Урьевское, АВ1-4	2,90	21,20	24,10	Усть-Балыкское, БС1-5	16,80	7,80	24,60
Ватьеганское АВ3-АВ6	21,20	3,80	25,00	Усть-Балыкское, БС6, 8, 10	15,65	8,14	23,79
Покачевское, АВ5	8,39	16,80	25,19	Усть-Балыкское, БС16-22	10,70	10,30	21,00
Ватьеганское АВ7	6,30	14,50	20,80	Тепловское, БС6, 8, 10	10,84	12,29	23,13
Тагринское, АВ7-8	14,20	10,00	24,20	Федоровское, БС16-17, 21-22	10,10	14,17	24,27
Ван-Еганское, АВ(1-8)	16,30	16,30	32,60	Холмогорское, БС10-11	6,29	16,10	22,39
Покачевское, АВ1-6	12,80	16,70	29,50	Южно-Ягунское, БС9,	6,29	16,10	22,39
Тюменское, АВ	12,00	15,00	27,00	10(1, 2), 11(1, 2), 12			
Бахиловское, АВ1(2)	13,80	15,20	29,00	Южно-Сургутское, БС10-11	12,98	14,40	27,30
Коллекторы АС				Южно-Балыкское, БС1, 2	16,80	7,80	24,60
Правдинское, АС	10,40	14,80	25,20	Южно-Балыкское, БС6-10	11,10	11,40	22,50
Маслиховское, АС	13,60	12,00	25,60	Правдинское, БС6-10	10,40	14,80	25,20
Мало-Балыкское, AC 4-AC 5-6	9,79	18,42	28,21	Правдинское, БС16-22	12,60	6,70	19,30
Кудринское, AC4-AC5-6	13,80	10,00	23,80	Пограничное, БС11	10,40	12,10	22,50
Савойское АС 4	18,99	8,28	27,27	Родниковое, БС16-17-БС21-22	10,10	14,17	24,27
Мамонтовское, AC4-6	12,00	14,00	26,00	Средне-Балыкское, БС10-11	11,10	11,40	22,50
Вачимовское, AC4-12	12,88	15,72	28,60	Средне-Балыкское, БС15-22	8,50	15,20	23,70
Яунлорское, AC4-11	19,00	8,28	27,28	Омбинское, БС10, 11	11,80	14,20	26,00
Западно-Солкинское, AC7-AC9	14,81	8,88	23,69	Омбинское, БС16-22	10,70	10,30	21,00
Быстринское, AC7-AC9	16,00	12,82	28,82	Быстринское, БС	13,00	14,00	27,00
Солкинское AC 8-AC 9	14,81	8,88	23,69	Калымское, БС1	12,88	15,72	28,60
Калымское, AC9-12	13,76	9,56	23,32	Майское, БС16-22	9,00	15,00	24,00
Быстринское, AC10-11	12,00	22,00	34,00	Майское, БС10-12	10,38	14,81	25,19
Лянторское, AC9-11, BC1-2	12,88	15,72	28,60	Карамоское, БС8, 10-11	6,29	16,10	22,39
Тяновское, AC4(0)	9,80	18,40	28,20	Мамонтовское, БС6, 8, 10, 11	11,90	12,00	23,90
Южно-Балыкское, AC4-8	13,80	10,00	23,80	Ново-Пурнейское, БС0, 1, 4 6-13	7,00	16,70	23,70
Быстринское, AC10-11	12,00	22,00	34,00	Сайгатинское, БС1	18,00	10,00	28,00
Коллектор АП				Сайгатинское, БС10	12,90	14,40	27,30
Комсомольское, АП	19,40	14,17	33,57	Русскинское, БС10-12	14,23	9,94	24,17
Коллекторы БС				Русскинское, БС16-22	10,10	14,17	24,27
Коллекторы БВ							
Быстринское, БС	13,00	14,00	27,00	Аганское, БВ1-5	13,80	15,20	29,00
Быстринское, BC1-3	16,00	12,80	28,80	Ван-Еганское, БВ(0-9)	9,30	15,28	24,58
Западно-Сургутское, BC1	18,00	10,00	28,00	Варьеганскоe, БВ4-БВ10	17,40	10,77	28,17
Солкинское, BC1-BC2-3	16,80	7,80	24,60	Батинское, БВ0-БВ8	14,00	10,00	24,00
Западно-Сургутское, BC2-4	19,50	10,00	29,50	Локосовское, БВ5-6	18,81	3,72	22,53
Кудринское, BC6-10	10,84	12,29	23,13	Аганское, БВ6-БВ9	16,70	8,30	25,00
Мало-Балыкское, BC8	10,38	14,81	25,19	Ай-Еганское, БВ9(3)	15,28	9,30	24,58
Ноябрьское, BC8	10,00	11,00	21,00	Гун-Еганское, БВ9-11	11,01	15,19	26,20
Солкинское, BC10, 8	15,65	8,14	23,79	Лорьеганскоe, БВ10	14,40	12,00	26,40
Савойское, BC10-BC11	13,04	11,65	24,69	Ван-Еганское, БВ(16-21)	9,20	16,22	25,42
Когалымское, BC10-11	12,40	11,60	24,00	Ай-Еганское, БВ17-20	9,20	16,22	25,42
Западно-Сургутское, BC10-12	12,90	14,40	27,30	Ай-Еганское, БВ17-20	12,00	12,80	24,80
Тевлино-Русскинская, BC10-BC12	14,20	9,94	24,14	Ершовое, БВ19-22	8,81	14,88	23,69
Тевлино-Русскинская, BC16-BC22	10,10	14,70	24,80	Ватьеганское, БВ 1, 2, 6, 7, 10, 16, 18	21,20	3,80	25,00
Когалымское, BC16, 17	8,40	13,20	21,60	Северо-Ватьеганское, БВ8	15,65	9,58	25,23
Восточно-Еловое, BC16-17	10,10	14,17	24,27	Северо-Покурское, БВ0-4	14,90	10,00	24,90

Продолжение табл. 7.2

Месторождение, пласт	C_1	C_2	M	Месторождение, пласт	C_1	C_2	M
Коллекторы БВ				Коллекторы ЮС			
Северо-Покурское, БВ5, БВ8(2)	13,60	10,00	23,60	Когалымское, ЮС1-2	9,30	10,60	
Северо-Покурское, БВ6,	12,70	10,00	22,70	Дружное, ЮС1	10,65	10,50	21,15
БВ8(1, 3), БВ9				Быстринское, ЮС0–ЮС2 (1)	3,80	18,00	21,80
Тагринское, БВ2–8	14,20	10,00	24,20	Тяновское, ЮС0–ЮС3	9,30	16,60	25,90
Тагринское, БВ9–11	17,36	5,62	22,98	Федоровское, ЮС0–2(1)	11,10	10,00	21,10
Тюменское, БВ0–9	12,00	15,00	27,00	Пограничное, ЮС1	9,40	9,10	18,50
Тюменское, БВ10	13,00	13,40	26,40	Родниковое, ЮС1–2	11,10	10,00	21,10
Урьевское, БВ6, 8, 19–22	10,00	13,00	23,00	Алексинское, ЮС2	13,20	6,50	19,70
Южно-Аганское, БВ8, 9	13,00	10,00	23,00	Калымское, ЮС2	13,20	6,50	19,70
Покачевское, БВ1, 3, 8	12,50	9,27	21,77	Русскинское, ЮС1–3	10,69	12,71	23,40
Помочное, БВ6, 8, 19–22	10,00	13,00	23,00	Коллекторы ЮВ			
Никольское, БВ10 (1, 2)	8,34	15,48	23,82	Ван-Еганское, ЮВ	11,60	8,30	19,90
Северо-Варьеганское, БВ8	15,65	9,58	25,23	Батинское, ЮВ	6,14	12,90	19,04
Самотлорское, БВ18–22	11,98	12,80	24,78	Ай-Еганское, ЮВ	11,60	8,30	19,90
Самотлорское, БВ8, 10	21,20	3,80	25,00	Ершовое, ЮВ	8,66	12,45	21,11
Бахиловское, БВ	21,20	3,80	25,00	Северо-Варьеганское, ЮВ	11,40	15,74	27,14
Новомолодежное, БВ16–20	4,69	27,29	31,98	Тюменское, ЮВ	7,90	12,30	20,20
Мыхпайское, БВ8, 10	16,02	6,62	22,64	Ай-Еганское, ЮВ	11,60	8,30	19,90
Новогоднее, БВ3 (0,1), 4(3)	12,50	7,50	20,00	Хохряковское, ЮВ	12,12	4,80	16,92
Коллекторы БП				Южно-Покачевское, ЮВ	6,30	14,50	20,80
Ван-Еганское, БП10	10,60	14,00		Приразломное, ЮВ	11,07	7,65	18,72
Харампурское, БП10,	6,93	13,30	20,23	Северо-Варьеганское, ЮВ	11,40	15,74	27,14
11(1, 2), 12 (1, 2),				Новомолодежное, ЮВ	9,26	14,48	23,74
14 (1, 2), 15				Варьеганское, ЮВ1	9,00	16,80	25,80
Вынгаяхинское, БП10–11	10,60	14,00	24,60	Покачевское, ЮВ2	9,80	9,00	18,80
Комсомольское, БП	12,80	14,00	26,80	Покамасовское, ЮВ1, 1(1, 2), 2	4,53	13,96	18,49
Коллекторы ЮС				Покачевское, ЮВ0, 1	7,20	12,10	19,30
Тевлино-Русскинская, ЮС1 (1), ЮС 2(1)	10,69	12,71	23,40	Новогоднее, Ю1 (1, 2), 2	9,43	11,45	20,88

Б.Ю. Вендельштейном установлена связь аномалии СП с относительной глинистостью. Как функция пористости или относительной глинистости разность потенциалов $\Delta U_{\text{СП}}(K_{\text{пп}})$ имеет вид гауссоиды:

$$\Delta U(K_{\text{пп}}) = U_0 \exp[-c(M - K_{\text{пп}})^2] \equiv U_0 \exp[-c(M - K_{\text{гл}}^2)] \equiv U_0 \exp[-c\eta^2], \quad (7.1.10)$$

где $K_{\text{гл}}$ – объемная глинистость; M – пористость матрицы; $c = \text{const}$, а η – относительная глинистость, равная

$$\eta = K_{\text{гл}}/(K_{\text{пп}} + K_{\text{гл}}) \equiv K_{\text{гл}}/M. \quad (7.1.11)$$

Содержание связанной воды определяется в основном дисперсностью породы, и, в первую очередь – содержаниями пелитовой и алевритовой компонент, а также величиной относительной глинистости η . Даже при незначительном количестве пелитового материала отмечается тесная связь между глинистостью и содержанием связанной воды. Относительная глинистость η характеризует степень заполнения пелитовой фракцией (глинистым цементом) емкостного пространства породы и, как и водонасыщенность, представляет долю его объема.

В единицах относительной амплитуды $\alpha_{\text{СП}}$ эти зависимости приобретают единообразную форму (рис. 7.1.4), которая как функция $\alpha_{\text{СП}}(\eta)$ относительной глинистости аналитически аппроксимируется выражением:

$$\alpha_{\text{СП}}(\eta) = (\exp(-d\eta^2) - \exp(-d))/(1 - \exp(-d)), \quad (7.1.12)$$

где $d = cM$. Некоторые примеры зависимостей $\alpha_{\text{СП}}$ от пористости (кривые 1–3) приведены на рис. 7.1.4. Эти зависимости практически совпадают для терригенных отложений при отсутствии разрушающих минералов, незначительном содержании карбонатного или кремнистого цемента. Линия 4 соответствует

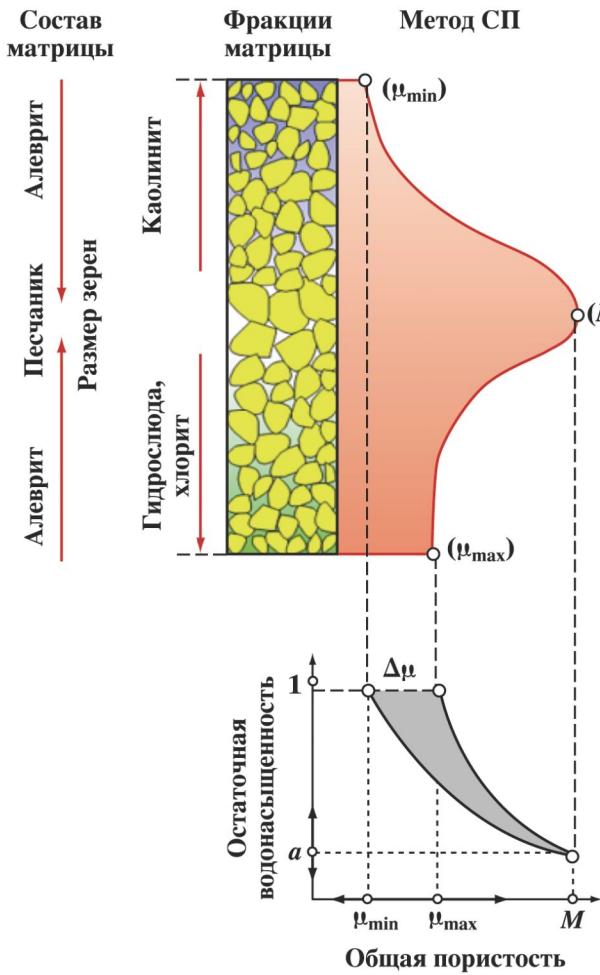


Рис. 7.1.3. Схема отражения неоднородности коллектора по величине полной водоудерживающей способности на диаграмме СП

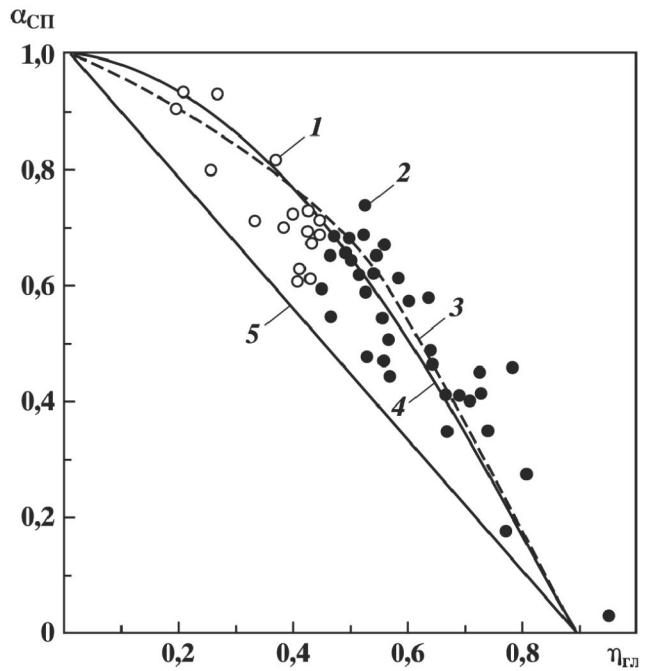


Рис. 7.1.4. Корреляция относительной амплитуды $\alpha_{\text{СП}}$ потенциалов СП с относительной глинистостью η :
 1 — коллектор; 2 — неколлектор; 3 — линия регрессии (по Б.Ю. Вендельштейну); 4 — расчет по формуле (7.1.8); 5 — расчет по формуле (7.1.3)

вует аналогичной зависимости для терригенных полиминеральных глинистых отложений Западной Сибири.

7.1.2. МЕТОД СП КАК «МЕТОД ЭФФЕКТИВНОЙ ПОРИСТОСТИ»

Рассмотрим соотношение измеренных потенциалов СП в пределах исследуемого коллектора, соответствующих характеристическим параметрам модели коллектора. С учетом (7.1.2), полагая, что соотношение $\lg(\rho_{\Phi}/\rho_{\text{в}})$ не изменяется в пределах рассматриваемого коллектора, можно показать

$$\alpha_{\text{СП}}^* = (\Delta U_{\mu} - \Delta U_{K_{\Pi}})/(\Delta U_{\mu} - \Delta U_M) = (A_{\text{да}} - A_{\text{да}K_{\Pi}})/(A_{\text{да}} - A_{\text{дам}}). \quad (7.1.13)$$

Применяя линейную эмпирическую связь $A_{\text{да}}$ с пористостью (7.1.1), получаем

$$\alpha_{\text{СП}}^* = (\Delta U_{\mu} - \Delta U_{K_{\Pi}})/(\Delta U_{\mu} - \Delta U_M) = (K_{\Pi} - \mu)/(M - \mu) = \Psi. \quad (7.1.14)$$

Соотношение (7.1.14) получено исходя из линейной связи $A_{\text{да}}$ с пористостью и представляет собой величину петрофизического инварианта.

Следует подчеркнуть, что параметр $\alpha_{\text{СП}}^*$ может отличаться от параметра $\alpha_{\text{СП}}$ в традиционном понимании. Параметр $\alpha_{\text{СП}}^*$ нормируется по характеристическим показаниям метода в интервале изучаемо-

го коллектора, что может отличаться от нормировки традиционного параметра $\alpha_{\text{СП}}$ по линии глин и линии чистого песчаника.

7.2. МЕТОДЫ УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ

Методы сопротивлений широко применяются для определения коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов. Из-за исключительной сложности природы проводимости до сих пор отсутствует практически приемлемая строго обоснованная петрофизическая модель метода. Нефтегазонасыщенность определяется по параметру увеличения сопротивления («параметру насыщения»), связанному с коэффициентом текущей водонасыщенности породы. Основная проблема при этом состоит в определении сопротивления полностью водонасыщенной породы, вычисляемого, в свою очередь, через параметр пористости по эмпирическому уравнению Дахнова-Арчи [43, 180]:

$$\rho_{\text{пп}} = P_{\text{пп}} P_{\text{н}} \rho_{\text{в}} = \rho_{\text{в}} c_1 K_{\text{пп}}^{-c_2} K_{\text{в}}^{-c_3}. \quad (7.2.1)$$

Применяются и другие эмпирические связи (например, связь УЭС породы с объемной влажностью $K_{\text{пп}} K_{\text{в}}$), которые устанавливаются для каждого изучаемого объекта [159–161].

Предпринимались попытки построения петрофизических моделей, в различной степени отражающих многообразие свойств коллекторов (Е.И. Леонтьев, М.М. Элланский, и др.). Не вдаваясь в анализ существующих моделей, отметим общий недостаток, ограничивающий их практическое применение: все они требуют задания не только проводимостей отдельных минеральных компонент породы, но также объемных содержаний этих компонент и других их свойств (поверхностная проводимость, адсорбционные способности и др.).

В адаптивной методике интерпретации алгоритм настраивается по значениям УЭС, соответствующим характеристическим параметрам петрофизической модели коллектора. Даже при современном (далеко не полном) понимании механизма проводимости коллекторов нефти и газа использование петрофизической модели коллектора позволяет существенно повысить точность и надежность количественного определения нефтенасыщенности.

Зависимость $\rho_{\text{пп}}(K_{\text{пп}})$ должна отражать петрофизическую модель остаточной водонасыщенности коллектора $K_{\text{в}}(K_{\text{пп}})$, характеристическим параметром которой соответствуют следующие значения $\rho_{\text{пп}}$:

$\rho(\mu; C_{\text{об}})$ – для «вырожденного» коллектора ($K_{\text{пп}} = \mu$);

$\rho(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – для неглинистого водонасыщенного коллектора ($K_{\text{пп}} = M$);

$\rho(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – для неглинистого нефтенасыщенного коллектора ($K_{\text{пп}} = M$).

Опираясь на характеристические значения УЭС, мы можем априорно, не прибегая к эмпирическим сопоставлениям «керн–керн» или «керн–ГИС», предсказать поведение зависимостей $\rho_{\text{пп}}(K_{\text{пп}})$ при различной нефтеводонасыщенности.

При $K_{\text{пп}} = \mu$ коллектор максимально заглинизирован («вырожден»), эффективная пористость отсутствует, поры и капилляры заняты только остаточной водой, исключая доступ углеводородов в емкостное пространство. На величину $\rho(\mu; C_{\text{об}})$ нефтенасыщенность не влияет:

$$\rho(\mu; 0, C_{\text{об}}) = \rho(\mu; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}) = \rho(\mu; 1, C_{\text{об}}). \quad (7.2.2)$$

При $K_{\text{пп}} = M$ цемент отсутствует, проводимость обусловлена проводимостью подвижной воды и воды, удерживаемой матрицей. В этой точке значение $\rho(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ существенно зависит от доли нефти в объеме эффективной пористости $K_{\text{н эф}}$ ($0 \leq K_{\text{н эф}} \leq 1$):

$$K_{\text{н эф}} = 1 - (K_{\text{в}} - K_{\text{бо}})/(1 - K_{\text{бо}}). \quad (7.2.3)$$

Напомним, что с коэффициентами насыщения и пористости параметр $K_{\text{н эф}}$ связан соотношениями:

$$K_{\text{н}} = K_{\text{н подв}} + K_{\text{но}} = K_{\text{н эф}} (1 - K_{\text{бо}}); \quad (7.2.4)$$

$$K_{\text{в подв}} = (1 - K_{\text{н эф}}) (1 - K_{\text{бо}}); \quad (7.2.5)$$

$$K_{\text{н}} K_{\text{пп}} = K_{\text{пп эф}} K_{\text{н эф}}. \quad (7.2.6)$$

На плоскости $\rho_{\text{пп}} - K_{\text{пп}}$ для коллекторов с мономинеральными цементами каждая зависимость характеризуется двумя параметрами: $K_{\text{н эф}}$ и μ . На схеме рис. 7.2.1 показано влияние сложного минерального

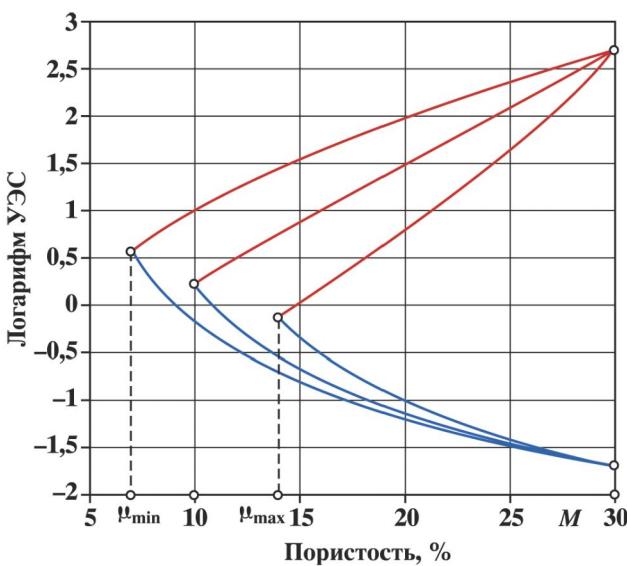


Рис. 7.2.1. Схема зависимостей $\rho_n(K_n)$ при различных водоудерживающих способностях цемента (μ). Красные кривые соответствуют нефтеносным коллекторам, синие – водоносным

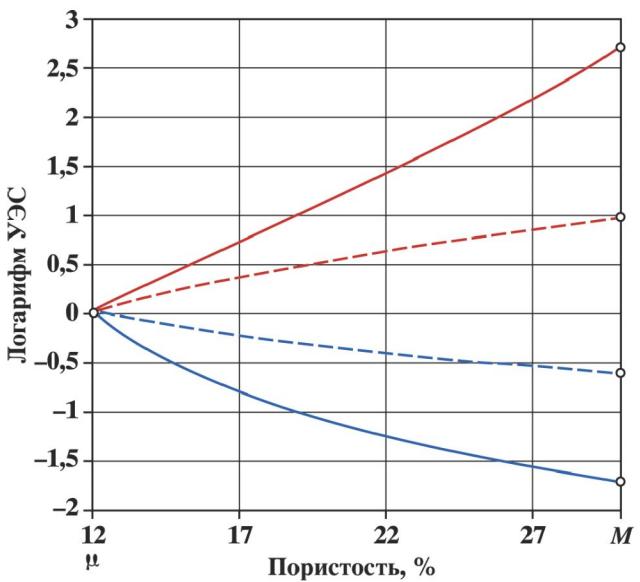


Рис. 7.2.2. Схема зависимостей $\rho_n(K_n)$ для коллектора с различным насыщением и фиксированной водоудерживающей способностью $\mu = 12\%$. Красные кривые – нефть, синие – вода; пунктирные – частичное насыщение

состава цемента, для которого величина μ не фиксирована и может меняться в диапазоне от μ_{min} до μ_{max} . Поле корреляции $\rho_n(K_n)$ формируется семейством зависимостей с фиксированными значениями водоудерживающей способности цемента (шифр кривых $\mu = \text{const}$), аналогично зависимостям $K_{bo}(K_n)$.

На основании эмпирической обратноустановленной зависимости сопротивления от пористости (7.2.1) теперь можно построить аддитивную интерпретационную модель, введя в нее явным образом характеристические параметры коллектора $\{\mu, M\}$ и соответствующие им «опорные» показания $\{\rho(\mu; C_{ob}), \rho(M; K_{n, \text{эфф}}, C_{ob}, C_B)\}$. Модель удельного электрического сопротивления описывается следующим выражением:

$$\ln \left[\frac{\rho(K_n | K_{n, \text{эфф}}, C_{ob}, C_B)}{\rho(\mu; C_{ob})} \right] = \ln \left[\frac{\rho(M; K_{n, \text{эфф}}, C_{ob}, C_B)}{\rho(\mu; C_{ob})} \right] \frac{\ln(K_n / \mu)}{\ln(M / \mu)}. \quad (7.2.7)$$

Это выражение является обобщением формулы Дахнова-Арчи, основанным на петрофизической модели коллектора и принципе аддитивности, благодаря которому не требуется априорного задания УЭС пластовых флюидов и других неизвестных характеристик.

На рис. 7.2.2 показано моделирование связи УЭС с пористостью в зависимости от различной нефтенасыщенности породы и фиксированной полной водоудерживающей способностью $\mu = 12\%$. При любом насыщении коллектора зависимости сходятся в точке $K_n = \mu$.

Сопоставление модели (7.2.7) с результатами лабораторных измерений УЭС и определений ФЕС показано на рис. 7.2.3, *a* и 7.2.4. На рис. 7.2.3, *a* показано сопоставление $K_{bo}(K_n)$ по данным лабораторных измерений на образцах керна из пласта БС одного из месторождений Западной Сибири. По петрофизической модели эффективной пористости из всего массива были выбраны образцы, соответствующие значениям полных водоудерживающих способностей $\mu_{min} = 11,5 \pm 1\%$ и $\mu_{max} = 15 \pm 1\%$. На рис. 7.2.4 для этих же водонасыщенных (первоначально) и частично нефтенасыщенных (последовательно) образцов приведено сопоставление измеренных значений УЭС с пористостью. Экспериментальные данные полностью подтверждают целесообразность использования петрофизической модели коллектора для определения характеристических значений УЭС. Неоднородность коллектора по составу и свойствам цемента (см. рис. 7.2.3) явным образом влияет на УЭС (см. рис. 7.2.4), приводя к изменению $\rho(\mu; C_{ob})$ в некотором диапазоне. Совпадение значений $\rho_n(K_n)$ для нефтенасыщенных и водонасыщенных пород при $K_n = \mu$ и их существенное различие при $K_n = M$ облегчает реализацию методики аддитивной интерпретации метода сопротивлений.

Входящая в (7.2.1) обратноустановленная зависимость параметра насыщения от водонасыщенности имеет вид:

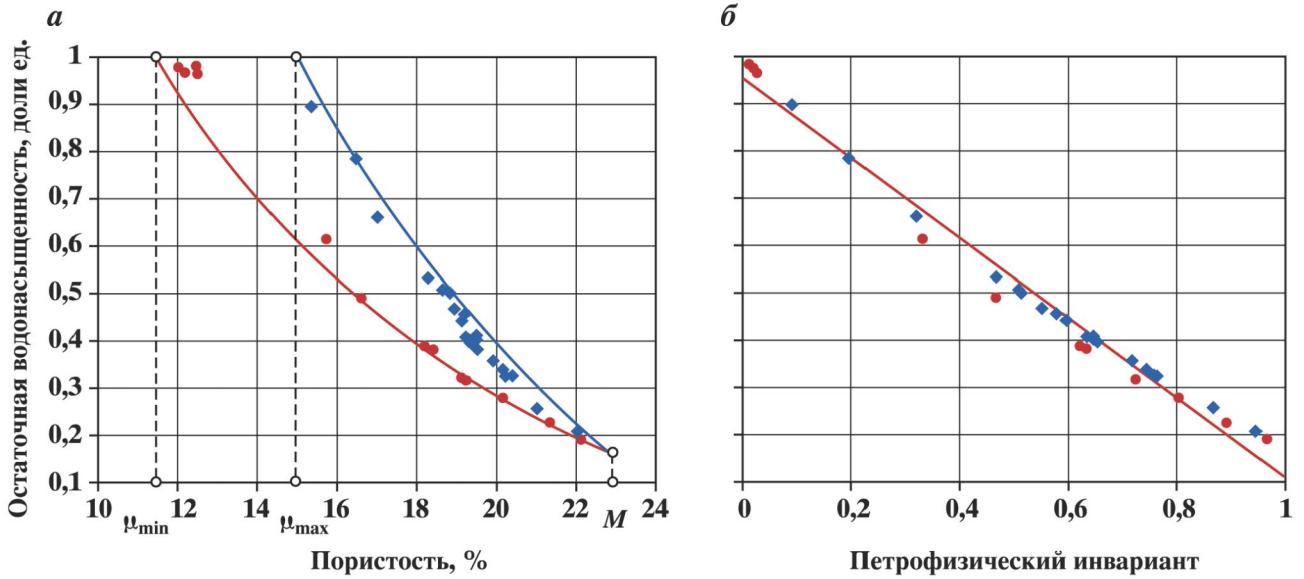


Рис. 7.2.3. Сопоставление остаточной водонасыщенности с пористостью для пласта БС одного из месторождений Западной Сибири (а).

Кривые – расчет по петрофизической модели, точки – результаты измерений на образцах керна для значений $\mu = 11,5 \pm 1\%$ (красные) и $\mu = 15 \pm 1\%$ (синие); сопоставление остаточной водонасыщенности с величиной петрофизического инварианта для тех же данных (б)

$$P_h(K_{\text{н.эф}}) = \frac{\rho(K_h | K_{\text{н.эф}}, C_{\text{об}}, C_B)}{\rho(K_h | 0, C_{\text{об}}, C_B)} = K_{\theta}^{-c_3}. \quad (7.2.8)$$

С учетом (7.2.8) логарифм параметра насыщения можно представить выражением

$$\ln[P_h(K_{\text{н.эф}})] = \ln \left[\frac{\rho(M; K_{\text{н.эф}}, C_{\text{об}}, C_B)}{\rho(M; 0, C_{\text{об}}, C_B)} \right] \frac{\ln(K_h / \mu)}{\ln(M / \mu)}, \quad (7.2.9)$$

где $\rho(K_h | K_{\text{н.эф}}, C_{\text{об}}, C_B)$ и $\rho(M; K_{\text{н.эф}}, C_{\text{об}}, C_B)$ – УЭС породы при текущем K_h и $K_h = M$.

Для определения $K_{\text{н.эф}}$ рассмотрим величину $\xi(K_{\text{н.эф}})$ отношения логарифмов параметров насыщения при текущем ($K_{\text{н.эф}}$) и максимальном ($K_{\text{н.эф}} = 1$) насыщении:

$$\xi(K_{\text{н.эф}}) = \frac{\ln[P_h(K_{\text{н.эф}})]}{\ln[P_h(1)]} = \ln \left[\frac{\rho(K_h | K_{\text{н.эф}}, C_{\text{об}}, C_B)}{\rho(K_h | 0, C_{\text{об}}, C_B)} \right] / \ln \left[\frac{\rho(K_h | 1, C_{\text{об}}, C_B)}{\rho(K_h | 0, C_{\text{об}}, C_B)} \right]. \quad (7.2.10)$$

С учетом (7.2.10) выражение (7.2.11) преобразуется к виду

$$\xi(K_{\text{н.эф}}) = \ln \left[\frac{\rho(M; K_{\text{н.эф}}, C_{\text{об}}, C_B)}{\rho(M; 0, C_{\text{об}}, C_B)} \right] / \ln \left[\frac{\rho(M; 1, C_{\text{об}}, C_B)}{\rho(M; 0, C_{\text{об}}, C_B)} \right]. \quad (7.2.11)$$

Из выражений (7.2.10) и (7.2.11) следует, что отношения логарифмов параметра насыщения для коллектора с текущей и максимальной нефтенасыщенностью при различных значениях K_h совпадают (не зависят от K_h).

С другой стороны, параметры насыщения в (7.2.11) с учетом (7.2.9) можно выразить следующим образом:

$$\xi(K_{\text{н.эф}}) = \frac{\ln[K_b(M; K_{\text{н.эф}})]}{\ln[K_b(M; 1)]}. \quad (7.2.12)$$

Выступающая в (7.2.10) и (7.2.12) зависимость P_h от $K_b(M)$ соответствует чистому (неглинистому) коллектору ($c_3 = \text{const}$), где с учетом (7.2.5)

$$K_b(M; K_{\text{н.эф}}) = a + (1 - K_{\text{н.эф}})(1 - a) = 1 - K_{\text{н.эф}}(1 - a) \text{ и } K_b(M; 1) = a.$$

Тогда

$$\xi(K_{\text{н.эф}}) = \frac{\ln[1 - K_{\text{н.эф}}(1 - a)]}{\ln(a)}. \quad (7.2.13)$$

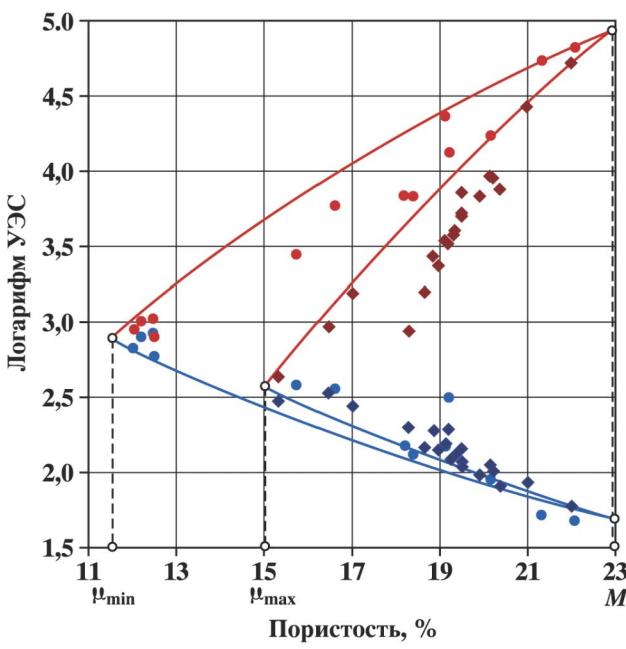


Рис. 7.2.4. Сопоставление $\rho_n(K_n)$ для водонасыщенных (синие кривые) и частично нефтенасыщенных (красные кривые) образцов из пласта БС, показанных на рис. 7.2.3, с расчетными зависимостями по модели (7.2.7) для случаев предельных нефте- и водонасыщения (красные и синие квадратики)

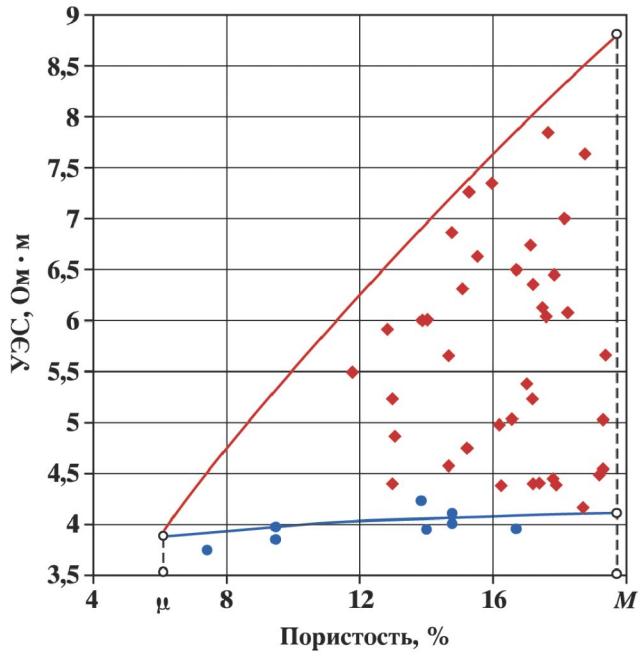


Рис. 7.2.5. Пример адаптивной настройки петрофизической модели ρ_n по данным ГИС (пласт ЮВ, Западная Сибирь).

Красным цветом представлены поточечные определения ρ_n в нефтенасыщенной части, синим – в водонасыщенной. Красная линия – расчет по модели (7.2.7) для максимального нефтенасыщения, синяя – то же, для полного водонасыщения

На основании (7.2.13) величина $K_{\text{н, эф}}$ определяется выражением

$$K_{\text{н, эф}} = \frac{1 - a^{\xi(K_{\text{н, эф}})}}{1 - a}. \quad (7.2.14)$$

Переходя к коэффициенту нефтенасыщенности $K_{\text{н}}$, на основании (7.2.4) получаем

$$K_{\text{н}} = (1 - K_{\text{бо}}) \frac{1 - a^{\xi(K_{\text{н, эф}})}}{1 - a}. \quad (7.2.15)$$

Можно показать, что зависимость $K_{\text{бо}}$ от петрофизического инварианта Ψ описывается выражением
 $K_{\text{бо}} = 1 - (1 - a)\Psi$, (7.2.16)

причем для отдельно взятого объекта

$$a = \mu_0/M = \text{const.} \quad (7.2.17)$$

На рис. 7.2.3, б показано сопоставление остаточной водонасыщенности с величиной петрофизического инварианта для тех же данных, что на рис. 7.2.3, а. Линейная зависимость $K_{\text{бо}}(\Psi)$ выполняется с коэффициентом корреляции 0,97.

С учетом (7.2.16) выражение (7.2.15) приобретает вид:

$$K_{\text{н}} = \Psi [1 - a^{\xi(K_{\text{н, эф}})}]. \quad (7.2.18)$$

Теперь задача адаптивного алгоритма (7.2.18) свелась к определению параметра $\zeta(K_{\text{н, эф}})$. Входящие в (7.2.11) значения $\rho(M; 0, C_{\text{ов}}, C_{\text{в}})$ и $\rho(M; 1, C_{\text{ов}}, C_{\text{в}})$ находятся из сопоставления УЭС для водонасыщенной и предельно нефтенасыщенной частей изучаемого коллектора в области $\psi = 1$. Величина $\rho(M; K_{\text{н, эф}}, C_{\text{ов}}, C_{\text{в}})$ вычисляется по модели (7.2.7) через найденное значение $\rho(\mu; C_{\text{ов}})$. Задача решается в комплексе с методами ГИС, позволяющими определить петрофизический инвариант Ψ .

На рис. 7.2.5 приведен пример адаптивной настройки петрофизической модели УЭС для коллектора ЮВ одного из месторождений Западной Сибири. Красным цветом представлены поточечные определения сопротивлений в нефтенасыщенной части, синим – в водонасыщенной. Красная линия – расчет

по модели (7.2.7) для максимального нефтенасыщения, синяя – то же для полного водонасыщения. Пористость определена по комплексу ННМ-2 + ГМ. Пласт однородный, изменения водоудерживающей способности цемента незначительны, что упрощает настройку на характеристические значения сопротивлений соответственно при минимальной и максимальной пористостях.

Результаты определений эффективной и динамической пористостей и коэффициентов насыщения по данным ГИС для того же пласта ЮВ показаны на планшете рис. 7.2.6. Динамическая пористость

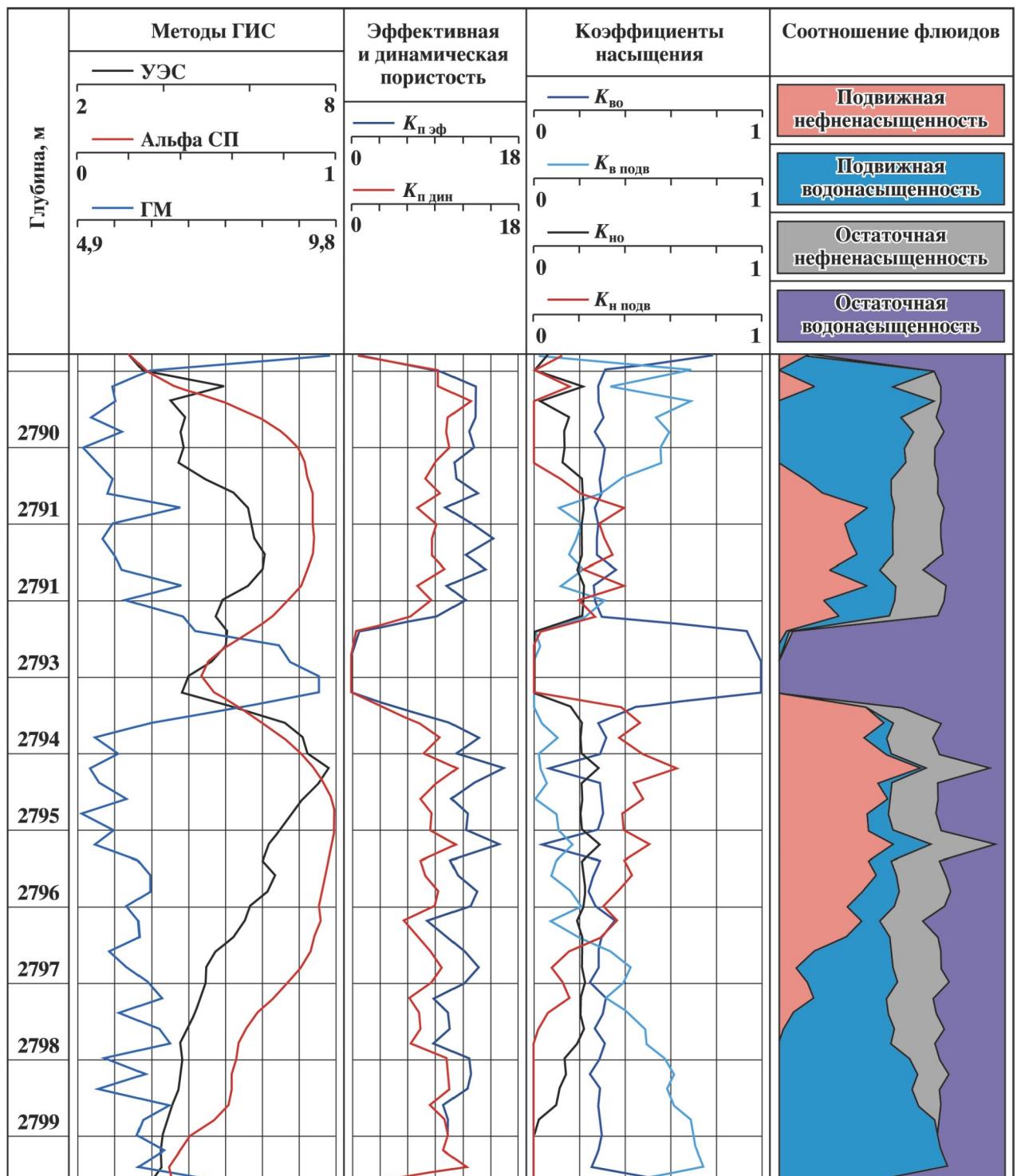


Рис. 7.2.6. Результаты определений по данным ГИС эффективной и динамической пористостей и коэффициентов насыщения для коллектора ЮВ (см. рис. 7.2.5)

рассчитана для $K_{\text{но эф}} = 0,3$. Это значение принято как вероятная доля остаточной нефти в объеме эффективной пористости по данным моделирования остаточной нефтенасыщенности на образцах керна.

Таким образом, обоснованы принципы и методика алгоритмической интерпретации данных метода сопротивлений для определения коэффициента нефтенасыщенности. Алгоритм настраивается по значениям ρ_n в условиях естественного залегания. Для этой цели используется петрофизическая модель УЭС, настраиваемая на характеристические параметры коллектора, и значения петрофизического инварианта, определенного по одному из подходящих методов комплекса ГИС (ГМ, ГМ-С, СП, ННМ и др.).

7.2.1. АДАПТИВНЫЙ АНАЛОГ ФОРМУЛЫ ДАХНОВА–АРЧИ

Выражение (7.2.7) можно преобразовать к более наглядному и удобному для применений виду, если использовать обоснованные в части 1 этой книги модели, основанные на принципе петрофизической инвариантности.

Первое из этих соотношений описывает модель $K_{\text{БО}}(K_{\text{n}})$:

$$K_{\text{БО}}(K_{\text{n}}) = (K_{\text{n}}/\mu)^\beta, \quad \mu \leq K_{\text{n}} \leq M, \quad (7.2.19)$$

где показатель β определяется формулой

$$\beta = \lg a / \lg(M/\mu). \quad (7.2.19')$$

Отсюда следует:

$$\ln(K_{\text{БО}}) / \ln(a) = \ln(K_{\text{n}}/\mu) / \ln(M/\mu). \quad (7.2.20)$$

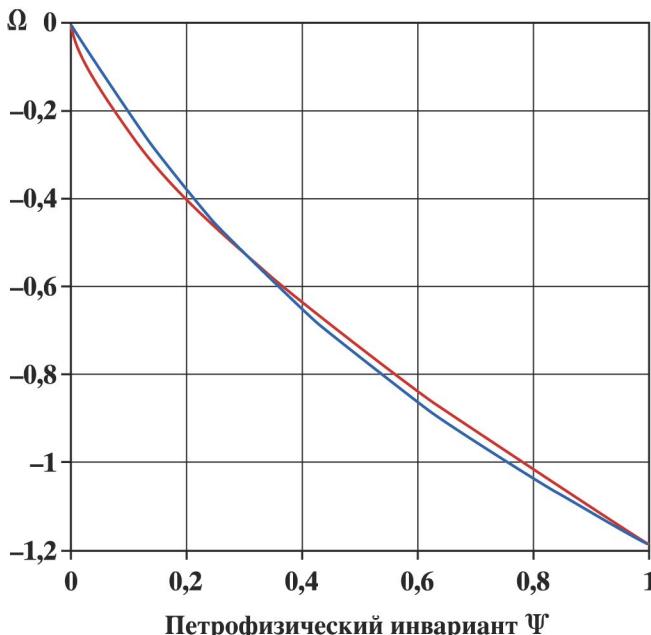
Второе из этих выражений описывает модель $K_{\text{БО}}(\Psi)$:

$$\ln[K_{\text{БО}}(\Psi)] = \Psi \ln(a). \quad (7.2.21)$$

С учетом (7.2.20) и (7.2.21)

$$\ln(K_{\text{n}}/\mu) / \ln(M/\mu) = \Psi. \quad (7.2.22)$$

Теперь обобщенное уравнение Дахнова–Арчи (7.2.1) принимает вид:



$$\begin{aligned} \ln \left[\frac{\rho(K_{\text{n}} | K_{\text{но эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{б}})}{\rho(\mu; C_{\text{об}})} \right] &= \\ &= \Psi \ln \left[\frac{\rho(M; K_{\text{но эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{б}})}{\rho(\mu; C_{\text{об}})} \right]. \end{aligned} \quad (7.2.23)$$

Обозначим через Ω величину

$$\Omega = \ln \left[\frac{\rho(K_{\text{n}} | K_{\text{но эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{б}})}{\rho(\mu; C_{\text{об}})} \right].$$

На рис. 7.2.7 представлены результаты сравнения функции $\Omega(\Psi)$, представленной «точной» (7.2.7) и приближенной (7.2.23) моделями УЭС для продуктивных коллекторов с фиксированной водоудерживающей способностью $\mu = 8\%$.

Рис. 7.2.7. Сравнение моделей УЭС: точной (7.2.7) – синяя линия; и приближенной (7.2.23) – красная линия

7.3. МЕТОД ЕСТЕСТВЕННОЙ РАДИОАКТИВНОСТИ

Гамма-метод (ГМ) первым из методов ядерной геофизики получил широкое применение в нефтегазовой геологии. Этот метод вошел в комплексы ГИС, применяемые при поисках и разведке различных видов полезных ископаемых, при изучении наклонных и горизонтальных скважин, измерениях в процессе бурения (MWD, LWD) на нефть и газ, в экологических, радиоиндикаторных, геотермальных исследованиях. Он используется для литологической характеристики пластов, распознавания условий осадконакопления, корреляции разрезов скважин, оценки глинистости, выделения высокопроницаемых коллекторов, выявления зон аномально высоких пластовых давлений, геофизической навигации и оптимизации процесса бурения, решения многих других задач.

От других методов ГИС гамма-метод отличается простотой и надежностью технической реализации (канал ГМ устанавливается в ядерно-геофизической аппаратуре любого типа) и одновременно – сложностью алгоритмической, петрофизической и геохимической интерпретации данных.

Гамма-методу посвящено множество теоретических и экспериментальных исследований. Но, несмотря на более чем полувековой опыт изучения естественной радиоактивности горных пород в нефтегазовых скважинах, ГМ до сих пор интерпретируется (как «метод глинистости») исключительно на эмпирическом уровне.

При отсутствии петрофизической модели для интерпретации гамма-метода (ГМ) используются эмпирические корреляционные связи, если их удается предварительно установить с помощью лабораторных исследований на образцах горных пород (рис. 7.3.1). Например, для количественной интерпретации данных ГМ как «метода глинистости», наиболее известны аналитические аппроксимации нелинейной зависимости между параметром ΔJ_γ и гранулометрической глинистостью, полученной В.В. Ларионовым [124].

Попытки обоснования непосредственной связи параметра ΔJ_γ с объемной (или массовой) глинистостью предпринимаются до сих пор. Следует отметить, что величины ΔJ_γ и API не имеют петрофизического смысла и для них нельзя обосновать петрофизические модели. Их использование исключает возможность анализа абсолютного уровня радиоактивности (суммарного содержания естественных радионуклидов) [89].

Для ГМ петрофизической характеристикой, которая при правильной метрологической настройке алгоритма не зависит от условий измерений, является суммарное содержание ЕРЭ в изучаемом пласте в единицах уранового эквивалента eU .

Приведем выводы петрофизической и интерпретационной моделей ГМ.

Представим компонентный состав породы с объемной плотностью σ как совокупность некоторого числа m твердых и жидкых (флюиды) минералов с соответствующими объемными содержаниями K_m и минералогическими плотностями σ_m . Суммарное массовое содержание в породе j -го нуклида q_j связано с его объемными содержаниями Q_{jm} в различных компонентах породы соотношением

$$\sigma q_i = \sum_m Q_{jm} K_m, \quad (7.3.1)$$

при выполнении условия материального баланса $\sum_m K_m = 1$, или

$$q_i = \sum_m \sigma_m q_{jm} K_m / \sigma, \quad (7.3.2)$$

где

$$\sigma = \sum_m \sigma_m K_m. \quad (7.3.3)$$

Подставляя (7.3.2) в (7.3.1), меняя порядок суммирования по j и m и обозначая

$$eU_m = \sum_j eU_j q_{jm}, \quad (7.3.4)$$

получаем

$$eU = \sum_m \sigma_m eU_m K_m / \sigma. \quad (7.3.5)$$

Выражение (7.3.5) представляет собой строгую петрофизическую модель ГМ. Совершенно аналогично записывается она для калиевых и ториевых эквивалентов.

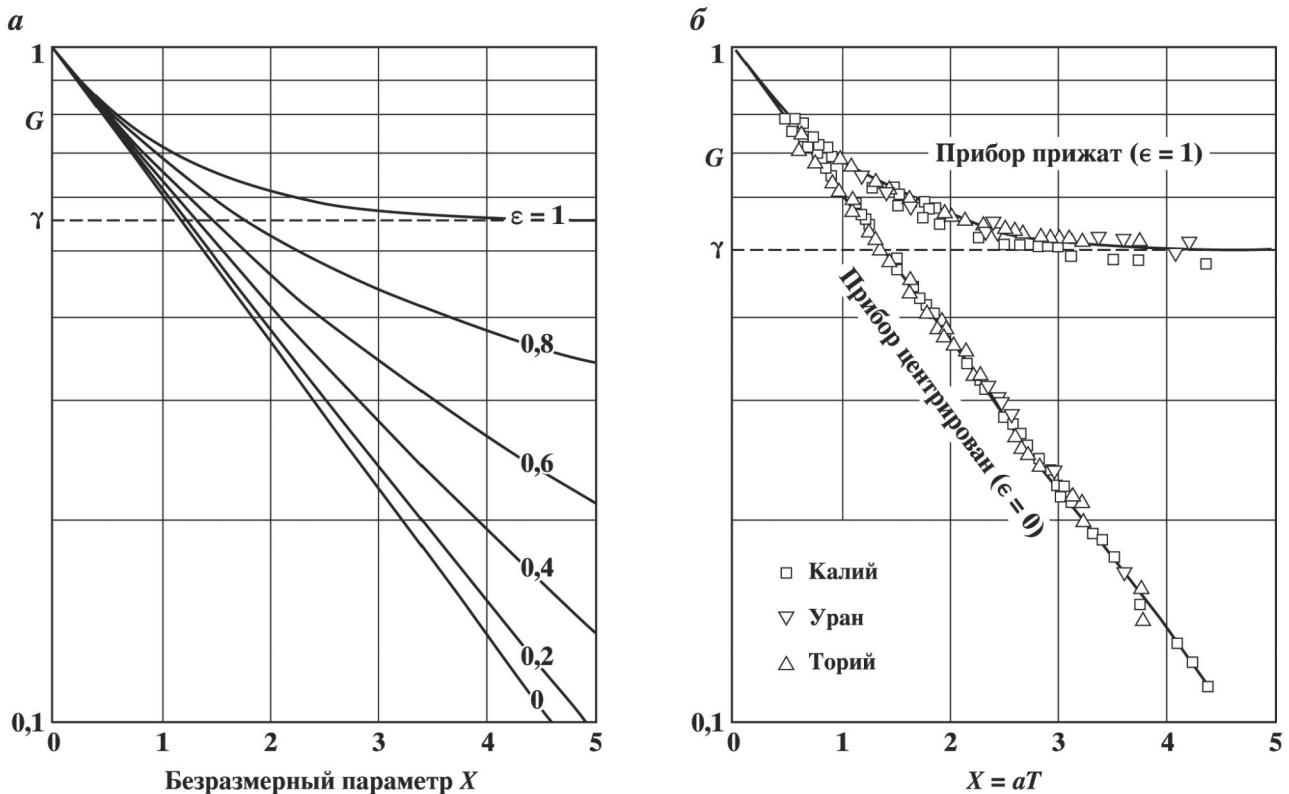


Рис. 7.3.1. Теоретические зависимости радиального геометрического фактора пласта от безразмерного параметра X :

a – при фиксированных значениях эксцентрикитета ϵ (шифр кривых); *б* – при положениях прибора на оси и стенке скважины в сравнении с экспериментальными данными П.А. Курочкина.

Асимптотический параметр γ – геометрический фактор полупространства («альбедо») (По Д.А. Кожевникову)

Решение прямой задачи ГМ является частным случаем интерпретационной модели многоканальной гамма-спектрометрии (Д.А. Кожевников, 1986), когда измерения выполняются в одном (интегральном) канале. Оно определяет статическую амплитуду показаний прибора $J(x)$ для пласта, насыщенного по мощности, при заданных условиях измерений:

$$J(x) = \sum_k \sum_j C_j G_{kj}(x) q_{kj}, \quad j = 1, 2, 3, \quad (7.3.6)$$

где x – совокупность переменных и параметров, характеризующих технические условия измерений; k – номер зоны; j – номер излучателя; (суммирование в (7.3.6) распространено на все зоны и все излучатели); C_j – концентрационная чувствительность прибора для j -го излучателя – чувствительности показаний к содержаниям различных радионуклидов (S_j), определяемые при отсутствии влияния промежуточных зон (между прибором и горной породой); G_{kj} – радиальный геометрический фактор k -й зоны (относительный вклад k -й зоны в результатирующие показания прибора) для j -го излучателя в предположении равномерного распределения его во всем пространстве. При любых j и x геометрические факторы $G_{kj}(x)$ удовлетворяют условию

$$\sum_k G_{kj}(x) = 1. \quad (7.3.7)$$

В выражении (7.3.6) q_{kj} – массовое содержание j -го излучателя в k -й зоне, связанное с объемным его содержанием Q_{kj} соотношением: $q_{kj} = Q_{kj}/\sigma_k$, где σ_k – плотность среды в k -й зоне.

Для получения интерпретационной модели ГМ (соответственно – алгоритма определения суммарного содержания ЕРЭ в физически обоснованных единицах) выражение (7.3.6) необходимо преобразовать.

В отличие от концентрационных чувствительностей C_j , которые являются метрологическими характеристиками аппаратуры, значения эквивалентов eU_j , eK_j и eTh_j являются фиксированными константами, и выбывают из разряда метрологических характеристик:

$$eU_j \{ eK_j, eTh_j \} = \text{const}_j. \quad (7.3.8)$$

Выражение (7.3.6) принимает вид:

$$J(x) = C_U \sum_j \sum_k eU_j G_{kj}(x) q_{kj}. \quad (7.3.9')$$

Оно по-прежнему не является интерпретационной моделью. Допустим, что различием геометрических факторов G_{kj} для различных излучателей (j) можно пренебречь, и считать, что

$$G_{kj}(x) \cong G_k(x). \quad (7.3.10)$$

Это равенство является не точным, а приближенным, хотя для сделанного допущения имеются физические основания.

Значения радиальных геометрических факторов зон для различных излучателей усредняются по спектру рассеянного гамма-излучения и по спектральной эффективности детектора. Сечение фотоэлектрического поглощения сцинтилирующих кристаллов быстро убывает с ростом энергии гамма-излучения. В области малых энергий спектр теряет зависимость от начальной энергии источника, т.е. от типа излучателя j , поскольку комптоновские рассеянные кванты «забывают» свою начальную энергию. С учетом (7.3.10) выражение (7.3.9') примет вид

$$J(x) = \sum_k G_k(x) \sum_j C_j q_j. \quad (7.3.9'')$$

Поскольку вклады излучений K, U, Th (с продуктами распада последних) в показания ГМ неразличимы, единственная возможность количественной интерпретации данных интегрального ГМ состоит в оценке суммарного содержания ЕРЭ в определенных физических единицах. Например, в урановых эквивалентах eU_j вместо (7.3.9'') получаем:

$$J(x) = C_U \sum_k G_k(x) \sum_j eU_j q_{kj}. \quad (7.3.9''')$$

Вводя на основании (7.3.8) величину eU_k уранового эквивалента суммарного содержания ЕРЭ в k -й зоне получаем выражение, которое уже является интерпретационной моделью:

$$J(x) = C_U \sum_k G_k(x) eU_k. \quad (7.3.11)$$

Для калиевых и ториевых эквивалентов выражения для моделей полностью аналогичны. Эта интерпретационная модель при соответствующей метрологической настройке обеспечивает количественный учет (исключение) влияния изменений технических условий измерений; сопоставимость измерений интегральной радиоактивности пород в лабораторных и скважинных условиях; получение алгоритма количественного определения суммарного содержания ЕРЭ в горных породах в физически обоснованных единицах; сопоставимость результатов измерений с разнотипной скважинной аппаратурой; сопоставимость результатов интерпретации данных интегральной и спектрометрической модификаций ГМ.

Интерпретационная модель (7.3.11) и алгоритм интерпретации настраиваются на конкретный тип скважинной аппаратуры введением метрологических характеристик канала ГМ – концентрационных и радиальных чувствительностей и геометрического фактора полупространства. Соответствующая методика выполнения измерений приведена в [93].

Для определения уранового эквивалента eU необходимо найти абсолютную аномалию $I(x)$, выделив из результирующего сигнала $J(x)$ фоновую компоненту $F(x)$:

$$I(x) = J(x) - F(x) = C_U eUG(x), \quad (7.3.12)$$

$$F(x) = C_U \sum_k G_k(x) eU_k \quad (7.3.13)$$

(здесь суммирование распространено только на промежуточные зоны). Тогда окончательно

$$eU = I(x) / C_U G(x). \quad (7.3.14)$$

Это выражение определяет алгоритм интерпретации – алгоритм определения суммарного массового содержания ЕРЭ в единицах уранового эквивалента. Аналогично суммарное содержание ЕРЭ выражает-

ся в других эквивалентных единицах, поскольку величины eU_j , eK_j и eTh_j совершенно равноправны. Предпочтительность выбора eU , eK , или eTh в качестве петрофизического параметра ГМ определяется исключительно удобствами метрологического обеспечения.

7.3.1. АДАПТИВНАЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГАММА-МЕТОДА

Из петрофизической модели ГМ следует, что суммарное массовое содержание ЕРЭ зависит от объемных содержаний всех контрастных по радиоактивности компонент породы. Таким образом, ГМ является «методом глинистости» в точно такой же степени, как и «методом пористости». Петрофизическая модель дает количественную основу для петрофизического моделирования связей показаний ГМ с фильтрационно-емкостными свойствами пород, их минералогическим и гранулометрическим составом.

Знание параметров петрофизической модели остаточной водонасыщенности (1.2.2) позволяет также реализовать метод естественной радиоактивности как «метод эффективной пористости»*.

Согласно (7.3.5) в общем случае зависимость eU от общей или эффективной пористости нелинейна. Ряд преимуществ возникает при переходе от уранового эквивалента к двойному разностному параметру по урановому эквиваленту ΔeU :

$$\Delta eU(\eta^*) = [eU(\eta^*) - eU(0)]/[eU(1) - eU(0)], \quad (7.3.15)$$

где $eU(\eta^*)$, $eU(1)$, $eU(0)$ – соответственно текущее, максимальное и минимальное значения уранового эквивалента, которые соответствуют текущей, максимальной и минимальной нормированной относительной глинистости η^* :

$$\eta^* = \eta/\eta_{\max}; \quad (7.3.16)$$

$$\eta = K_{\text{гл}}/(K_{\text{п}} + K_{\text{гл}}), \quad (7.3.17)$$

η_{\max} – максимальное значение относительной глинистости, равное

$$\eta_{\max} = (1 - \mu/M). \quad (7.3.18)$$

При различных значениях нормированной относительной глинистости η^* параметр ΔeU незначительно зависит от емкости матрицы. Отсюда следует, что в шкале относительной глинистости η как аргумента для двойного разностного параметра по урановому эквиваленту ΔeU соответствующая зависимость $\Delta(\eta^*)$ оказывается очень простой и слабо зависящей от емкости матрицы M (рис. 7.3.2). Линия 1 является внешней огибающей при $M = 0,45$; для кривых с другими значениями M . Грубая линеаризация этих зависимостей совпадает с диагональю графика (линия 2). Даже если воспользоваться простейшим приближением:

$$\Delta eU(\eta^*) \approx \eta^*, \quad (7.3.19)$$

погрешность интерпретации будет гораздо меньше, чем при использовании эмпирических алгоритмов. Например, в сравнении с распространенным эмпирическим алгоритмом

$$K_{\text{гл}} = K_{\text{гл}}^{\max} \Delta eU.$$

Исходя из свойства петрофизической инвариантности, описываемого уравнением

$$\eta^* = 1 - \Psi, \quad (7.3.20)$$

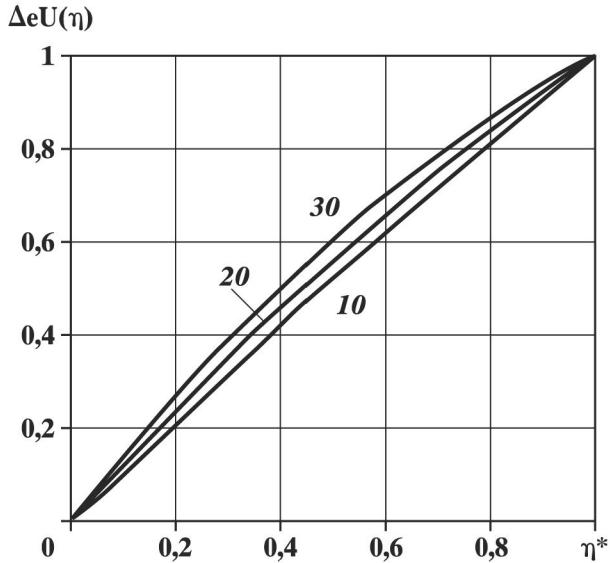
следует, что двойной разностный параметр ΔeU однозначно определяется величиной петрофизического инварианта $\Psi(\eta^*)$. Можно сказать, что ГМ (ГМ-С) является одновременно и «методом относительной глинистости», и «методом эффективной пористости».

Петрофизическая модель ГМ применима, когда содержания естественных радионуклидов могут быть описаны единой компонентной моделью. Это условие выполняется не всегда, поскольку у каждого радионуклида своя собственная геохимическая «жизнь». Петрофизическая модель всегда может быть построена как суперпозиция петрофизических моделей для каждого из радионуклидов в отдельности.

Можно указать, по крайней мере, три признака применимости интегрального гамма-метода для количественного определения эффективной пористости. Каждый из этих признаков состоит в наличии

*ГМ обоснован как метод количественного определения эффективной пористости Д.А. Кожевниковым.

Рис. 7.3.2. Зависимость двойного разностного параметра по урановому эквиваленту от нормированной относительной глинистости при различных значениях скелетной пористости (шифр кривых, %)



значимой корреляции между диаграммами ГМ и СП (при отсутствии данных ГМ-С); содержаниями калия, урана и тория; содержанием калия и тория при относительно низком содержании урана (при наличии данных ГМ-С).

7.3.2. НАСТРОЙКИ ПРИ ПЕРЕМЕННОМ ФРАКЦИОННОМ И МИНЕРАЛЬНОМ СОСТАВЕ МАТРИЦЫ

Ранее было показано (см. главу 1), что сумма объемных содержаний песчаной и алевритовой фракции может быть принята постоянной, и между их содержаниями отмечается тесная обратная корреляция. Это указывает на то, что песчаная и алевритовая фракции формируют матрицу коллектора, но их объемные содержания в различных интервалах пласта коллектора могут существенно отличаться. Например, кровля или подошва могут быть сложены чистыми песчаниками, которые постепенно замещаются алевролитами с меньшим размером зерен.

Изменения содержаний песчаной и алевритовой фракций влияют на скелетную компоненту показаний методов ГИС следующим образом (по объемной модели):

$$J_{\text{песч}} K_{\text{песч}} + J_{\text{алевр}} (1 - K_{\text{песч}}) = J_{\text{матрица}}; \quad (7.3.21)$$

$$K_{\text{песч}} (J_{\text{песч}} - J_{\text{алевр}}) + J_{\text{алевр}} = J_{\text{матрица}}, \quad (7.3.22)$$

где $J_{\text{песч}}$, $J_{\text{алевр}}$, $J_{\text{матрица}}$ – петрофизическая характеристика песчаной, алевритовой фракций и матрицы коллектора; $K_{\text{песч}}$ – объемное содержание песчаной фракции.

Если свойства фракций совпадают, то $J_{\text{песч}} - J_{\text{алевр}} = 0$, $J_{\text{песч}} = J_{\text{алевр}} = J_{\text{матрица}}$, и изменение содержаний фракций друг относительно друга не влияет на показания. Но если характеристики фракций существенно различаются, то при традиционном подходе необходимо разделение матрицы на фракции и отдельный учет вклада отдельных фракций, пропорциональный их объемным содержаниям. Как правило, ни один из этих параметров не является точно известным, что существенно затрудняет настройку традиционных петрофизических моделей.

Адаптивная технология свободна от этого недостатка. Преимущество возникает за счет настройки по характеристическим показаниям (петрофизическими параметрам) в пределах коллектора.

Первая настроекная точка – значение петрофизического параметра метода ГИС в чистом неглинистом коллекторе.

Как показывают результаты анализа данных гранулометрии, один из которых приведен на рис. 7.3.3, объемное содержание песчаной фракции в чистом коллекторе максимально, а алевритовой, соответственно, минимально, как отмечалось ранее. Это означает, что на показания методов ГИС в этой точке влияют только свойства матрицы. Рассмотрим влияние фракционного состава матрицы коллектора на примере ГМ, так как именно для этого метода различие радиоактивностей компонент породы мо-

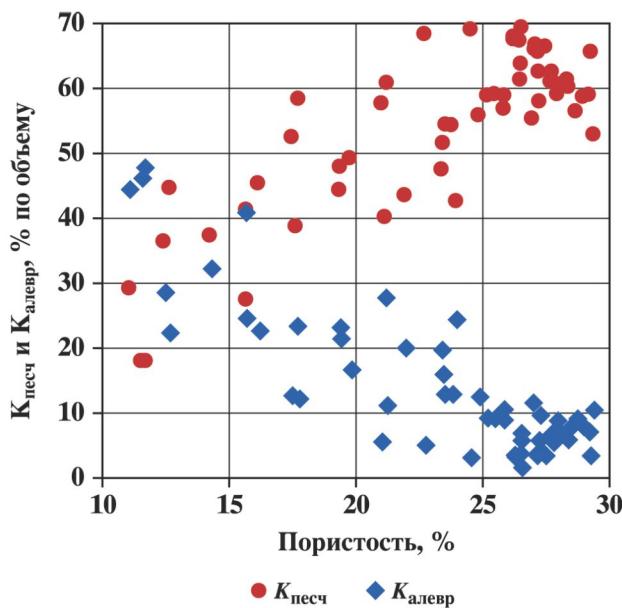


Рис. 7.3.3. Сопоставление объемных содержаний песчаной и алевритовой фракции с пористостью (мелкозернистые песчаники мелового возраста)

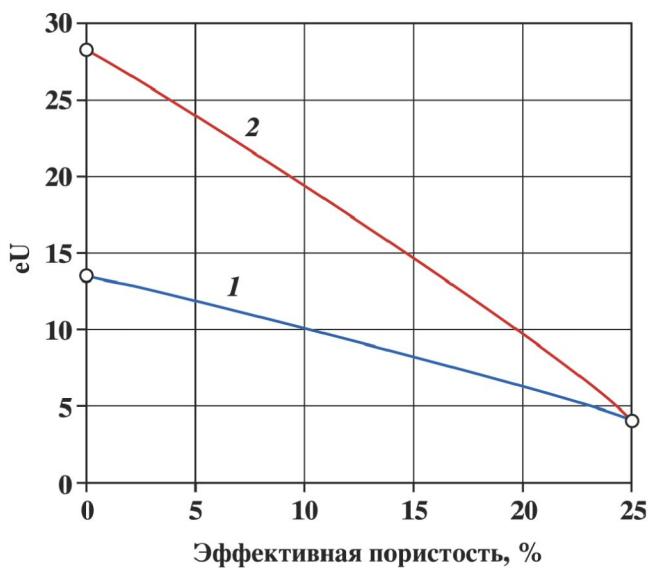


Рис. 7.3.4. Модель связи естественной радиоактивности с эффективной пористостью:
1 – матрица состоит только из песчаной фракции; 2 – матрица образована замещением песчаной фракции алевритовой. Радиоактивность алевритовой фракции в 5 раз выше песчаной

ожет быть наиболее критичным. На рис. 7.3.4 показана расчетная связь естественной радиоактивности с эффективной пористостью для двух контрастных случаев: 1 – матрица состоит только из песчаной фракции; 2 – матрица образована замещением песчаной фракции алевритовой. Радиоактивность алевритовой фракции в 5 раз выше песчаной. При максимальной эффективной пористости зависимости сходятся, что позволяет использовать единое настроочное значение радиоактивности в обоих случаях.

По мере уменьшения эффективной пористости радиоактивности коллектора начинают заметно различаться, так как в общую радиоактивность для случая 2 (показан красной линией) увеличивается вклад алевритовой фракции. Второй настроечной точкой является значение петрофизического параметра при нулевой эффективной пористости. Нетрудно показать, что нормировка текущей радиоактивности, аналогичная двойному разностному параметру, и в том, и в другом случае приведет к расчету одного и того же значения, которое и будет являться петрофизическими инвариантами. То есть при такой настройке эффективная пористость будет определена гораздо точнее, как если бы было необходимо задавать радиоактивности и содержания всех компонент коллектора, которые, помимо того, изменяются на каждом квантите глубины исследования.

Отсюда следует, что при неизменных свойствах чистого неглинистого интервала коллектора адаптивная настройка позволяет учесть как влияние физических свойств цемента, так и влияние переменного фракционного состава матрицы. Такое условие вполне допустимо, так как для настройки используются ограниченные интервалы глубин залегания.

7.3.3. АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИИ

Спектрометрический анализ содержаний ЕРЭ основан на измерениях гамма-излучения в нескольких (не менее трех) энергетических интервалах (спектральных каналах или окнах), в каждом из которых преобладает излучение одного из определяемых нуклидов (K, U, Th). В каждом окне помимо характеристического фотопика излучателя на фоне излучения равновесных продуктов распада регистрируется непрерывный спектр комптоновского рассеяния.

Интерпретационная модель спектрометрической модификации гамма-метода (ГМ-С) аналогична (7.3.23) для каждого из спектральных окон (для однородной среды или сухой необсаженной скважины):

$$J_i = \sum_i C_{ij} q_j, \quad i = 1, 2, 3, \dots, N, \quad j = 1, 2, 3, \quad (7.3.23)$$

где C_{ij} – концентрационная чувствительность i -го окна для j -го излучателя. Массовые содержания q_j находят, решая систему уравнений (7.3.23).

Измерения полупроводниковыми детекторами, энергетическое разрешение которых гораздо выше, чем у сцинтилляционных, позволяют регистрировать отдельные линии и определять содержания ЕРЭ даже при отсутствии радиоактивного равновесия.

Модель (7.3.23) справедлива для статической аномалии (показаний) в однородном пласте, насыщенном по мощности, при отсутствии промежуточных зон между прибором и породой (сухая необсаженная скважина). Предварительная обработка, учет фона и скважинных условий измерений выполняются специальным алгоритмом.

Петрофизическая модель для определения *объемных* содержаний основных минеральных компонент коллекторов нефти и газа по данным плотностного гамма-гамма-метода и спектрометрии гамма-излучения естественной радиоактивности имеет вид

$$\sigma R_m = \sum_n \sigma_n R_{mn} K_n; \quad \sigma = \sum_n \sigma_n K_n; \quad \sum_n K_n = 1, \quad (7.3.24)$$

где m – индекс входного петрофизического параметра (плотность, объемные содержания калия, урана, тория; суммарное содержание ЕРЭ в единицах уранового эквивалента); σ – объемная плотность породы; n – индекс компоненты (флюид, глинистый материал, органическое вещество, минеральная матрица); K_n , σ_n – объемное содержание n -й компоненты и ее минералогическая плотность; $\|R_{mn}\|$ – матрица петрофизических характеристик компонент породы.

Для петрофизической настройки алгоритма нахождения $\{K_n\}$ можно использовать данные лабораторных определений по керну содержаний К, У, Th, пористости, плотности, глинистости. Устойчивость алгоритма обеспечивается контрастом содержаний ЕРЭ в компонентах, контрастом плотностей матрицы и органического вещества, высоким содержанием урана в ОВ и тесной связью между ними, возможностью диагностики типа преобладающего глинистого минерала (по отношению К/Th) и автоматической петрофизической подстройкой алгоритма.

Применение гамма-спектрометрии существенно расширяет область применимости метода естественной радиоактивности, в частности, на случай полиминеральных глинистых коллекторов. В сложных терригенных полиминеральных глинистых коллекторах, если условия применимости гамма-метода для определения пористости не выполняются, общая и эффективная пористость могут быть определены по массовому содержанию тория.

Петрофизическая модель (7.3.24) дает количественную основу для петрофизического моделирования связей показаний ГМ-С с фильтрационно-емкостными свойствами пород, их минералогическим и гранулометрическим составом. В общем случае компонентная модель породы может включать в себя не только минеральные компоненты, но и структурные – различные формы глинистого материала, а также различные гранулометрические фракции.

Относительную глинистость (эффективную пористость) можно определить по данным ГМ, если глинистый цемент является общим носителем естественных радионуклидов. Для полиминеральных коллекторов это условие, как правило, не выполняется. В этом случае можно использовать данные ГМ-С и рассмотреть в качестве интерпретационного параметра, например, величину торий-калиевого отношения (Th/K).

Из петрофизической модели (7.3.24) следует, что величина (Th/K) отношения прямо (или обратно) пропорциональна относительной нормированной глинистости η^* (в зависимости от того, каким радионуклидом – торием или калием, соответственно, – обогащен цемент).

Если матрица имеет калий-полевошпатовый состав при отсутствии (или малом содержании тория), а глинистый цемент преимущественно каолинитового состава обогащен торием и не содержит калия, то

$$(Th/K) = \text{const} K_{\text{gl}},$$

т.е. величина Th/K-отношения пропорциональна объемной глинистости. Коэффициент пропорциональности находится из условия

$$(Th/K)_{\max} = \text{const} K_{\text{gl}}^{\max},$$

откуда

$$\eta^* = (\text{Th}/K)/(\text{Th}/K)_{\max}. \quad (7.3.25)$$

Если матрица не содержит калия, но обогащена торием, а глинистый цемент (преимущественно гидрослюдистого состава) не содержит тория, но обогащен калием, для η^* справедливо обратное соотношение.

7.4. ПЛОТНОСТНОЙ ГАММА-ГАММА-МЕТОД

Регистрация комптоновски–рассеянного гамма-излучения позволяет определить объемную плотность – один из важнейших физических параметров горных пород. При постоянном минеральном составе пород объемная плотность является линейной функцией пористости. Знание объемной плотности необходимо при количественных оценках фильтрационно-емкостных свойств и продуктивности коллекторов. Принципиальным достоинством ГГМ-п при решении этой задачи перед другими методами ГИС (нейтронным, акустическим и др.) является значительно меньшее влияние глинистости, минерализации пластовых вод и промывочной жидкости [7, 36]. Знание объемной плотности пород лежит в основе совместной интерпретации данных ГИС и разведочной геофизики (сейсмической и гравиметрической разведки). ГГМ-п является одним из наиболее информативных методов радиометрии скважин.

Трудности применения ГГМ-п для изучения сложных коллекторов, перспективных в отношении нефтеносности, обусловлены малым диапазоном изменения объемной плотности, а также сильным влиянием изменений скважинных условий измерений.

Основная проблема интерпретации данных ГГМ сводится к учету (исключению) влияния промежуточной зоны, в качестве которой обычно предполагается глинистая корка. Это предположение существенно ограничивает диапазон изменения свойств промежуточной зоны, которая может включать зону уплотнения (кольматации) или зону разуплотнения (искусственной трещиноватости). В последнем случае глинистая корка не образуется.

До сравнительно недавнего времени количественное определение плотности пород в отечественных приборах ГГМ осуществлялось (а для зарубежных приборов осуществляется и в настоящее время) с помощью вычислительных алгоритмов, получаемых на основе эмпирического обобщения результатов физического (натурного) или математического (по методу Монте-Карло) моделирования. Эмпирический характер этих алгоритмов принципиально ограничивает возможности анализа их точностных характеристик, в особенности, при наличии промежуточной зоны. Хотя поля рассеянного гамма-излучения, создаваемые в системе скважина–пласт приборами различной конструкции, подчиняются одним и тем же физическим закономерностям, для каждого типа аппаратуры ГГМ-п предлагается свой алгоритм интерпретации – одинаковых алгоритмов нет. Исключение составляет аддитивная интерпретационная модель ГГМ [41, 93] и разработанный на ее основе алгоритм интерпретации для двухзондовых и многозондовых установок [41, 206]. Результаты проверки этой модели проанализированы в следующем разделе.

7.4.1. АДДИТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГГМ И ЕЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

В работах [90, 93] была сформулирована интерпретационная модель ГГМ и, на ее основе, – универсальный алгоритм интерпретации, справедливый для аппаратуры ГГМ любого типа при выполнении стандартной процедуры определения метрологических характеристик. Такими характеристиками являются чувствительность к плотности (при отсутствии промежуточной зоны) и радиальная чувствительность зонда (каждой пары источник – детектор). Параметр радиальной чувствительности тесно связан с геометрической глубинностью исследования, и его величина характеризует множество факторов: размеры зондов, геометрические размеры и состав фильтров, экранов и коллиматоров, включая угловые параметры азимутальной и полярной коллимации, спектральные эффективности детекторов, энергетический спектр регистрируемого гамма-излучения и изменение спектра при наличии фотоэлектрического поглощения. Радиальные чувствительности зондов определяются посредством стандартной метрологии

ческой процедуры, предусматривающей измерения на двух базовых метрологических образцах плотности (МОБ) с имитатором глинистой корки известной плотности и толщины.

Интерпретационная модель имеет вид

$$\sigma_i = \sigma_\Delta + (\sigma - \sigma_\Delta)G_i, G_i = \exp(-a_i T), \quad (7.4.1)$$

где σ_i и G_i – соответственно эффективная электронная плотность и геометрический фактор пласта для i -го зонда; T – массовая электронная толщина промежуточной зоны (уплотнения или разуплотнения): $T = \sigma_\Delta h$; a_i – радиальная чувствительность i -го зонда; h – толщина промежуточной зоны; σ – объемная плотность породы; σ_Δ – плотность глинистой корки.

Достоинствами алгоритма являются возможность распознавания типа промежуточной зоны с последующей адаптивной автоматической настройкой («самонастройкой» алгоритма) на ее характеристики. Это повышает точность не только индивидуальной интерпретации данных ГГМ, но и точность интерпретации данных всего комплекса ГИС, благодаря возможности передачи информации о промежуточной зоне и ее характеристиках в алгоритмы обработки (индивидуальной интерпретации) данных других методов ГИС с небольшой глубинностью.

Алгоритм интерпретации получается обращением (7.4.1) относительно искомой плотности пород в предположении, что σ_Δ известно. Алгоритм имеет следующий вид:

$$\sigma = \sigma_\Delta + (\sigma_2 - \sigma_\Delta)[(\sigma_1 - \sigma_\Delta)/(\sigma_2 - \sigma_\Delta)]^{1/(1-K)}, \quad (7.4.2)$$

где коэффициент K представляет отношение радиальных чувствительностей двух зондов ($K = a_1/a_2$). При малой толщине промежуточной зоны, когда она оказывает слабое возмущение на $\sigma_{1,2}$ алгоритм (7.4.2) упрощается разложением экспонент (7.4.1) в ряды

$$\sigma = (K\sigma_2 - \sigma_1)/(K - 1), \quad (7.4.3)$$

и уже не требует настройки на плотность промежуточной зоны. Здесь алгоритм (7.4.3) получен, как частный случай с известными границами применимости. Однако этот же алгоритм можно вывести феноменологически, когда определить границы применимости уже невозможно. Этот алгоритм является аналогом эмпирических линеаризованных алгоритмов.

На рис. 7.4.1 показаны результатирующие распределения значений плотности на выходе алгоритмов (7.4.2) (линия 1) и (7.4.3) (линия 2), обусловленные всевозможными шумами (погрешностями) измерений, включая метрологические (амплитуды распределения 2 увеличены в 2 раза). Нелинейный алгоритм (7.4.2) правильно воспроизводит истинную плотность ($1,96 \text{ г}/\text{см}^3$) с малой дисперсией, тогда как линеаризованный эмпирический алгоритм дает систематическую погрешность ($0,04 \text{ г}/\text{см}^3$) со значительной дисперсией.

Толщина промежуточной зоны определяется выражением:

$$h = (\sigma_\Delta < \Delta a >)^{-1} \ln[(\sigma_1 - \sigma_\Delta)/(\sigma_2 - \sigma_\Delta)]. \quad (7.4.3')$$

Параметр Δa определяется как разность радиальных чувствительностей короткого и длинного зондов.

Интерпретационная модель (7.4.1) и алгоритм (7.4.2) и (7.4.3) были тщательно проверены по результатам метрологических измерений со всеми типами отечественной аппаратуры ГГМ (РКС-1, РГП-2, МАРК-1, СГП-2 «АГАТ», а также для аппаратуры Western Atlas) как для легких корок, так и для корок, утяжеленных баритом.

В двухзондовом (в общем случае – многозондовом) приборе каждая пара источник – детектор характеризуется двумя метрологическими параметрами – радиальной чувствительностью a_i и чувствительностью к плотности при отсутствии промежуточных зон S_i . Величина S_i используется для перевода показаний i -го зонда в значения σ_i [93].

Как показали наши исследования, для приборов ГГМ *одного и того же типа* параметры $S_{1,2}$ являются стабильными, однако значения $a_{1,2}$ могут изменяться в весьма широком диапазоне. Это означает, что алгоритм интерпретации должен настраиваться на индивидуальные характеристики зондов каждого конкретного прибора, которые в принципе не могут быть заранее рассчитаны по результатам математического моделирования.

Диаграмма, которая представляет собой семейство траекторий на плоскости $\{\sigma - \sigma_2, \sigma_2 - \sigma_1\}$, характеризующих влияние изменений плотности и толщины промежуточных зон для случаев уплотнения и разуплотнения промежуточной зоны, получила название диаграммы «хребет–ребра» (рис. 7.4.2). «Хребет» на этой диаграмме представлен показаниями прибора при отсутствии глинистой корки в породах с

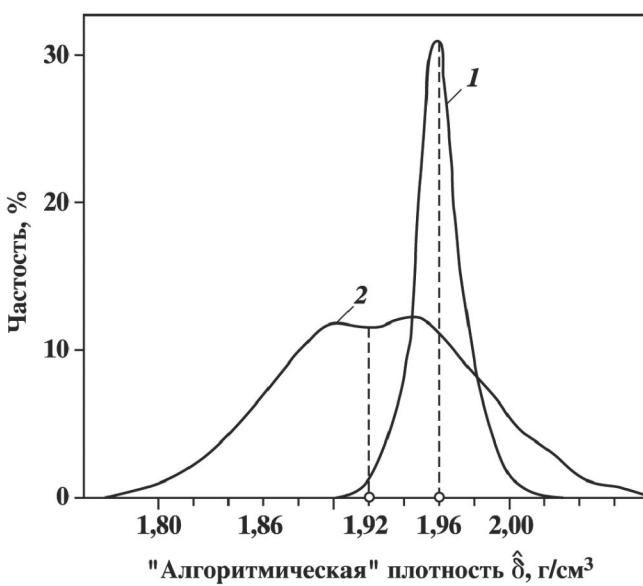


Рис. 7.4.1. Результирующие распределения значений плотности на выходе алгоритмов (7.4.2) (линия 1) и (7.4.3) (линия 2), обусловленные всевозможными погрешностями измерений (амплитуды распределения 2 увеличены в 2 раза)

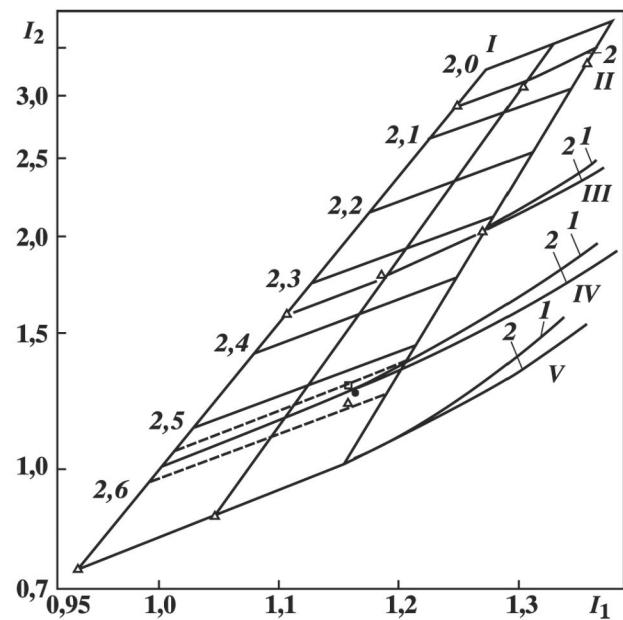


Рис. 7.4.2. Диаграмма «хребет-ребра» для аппаратуры PKC-1

различной плотностью σ . По определению, это прямая линия, соответствующая уравнению $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma$. «Ребра» представляют эффект, возникающий из-за различной толщины глинистой корки в породах с плотностью σ и с плотностью глинистой корки σ_Δ , остающейся постоянной.

Рис. 7.4.3 и рис. 7.4.4 показывают сравнение диаграмм типа «хребет–ребра», рассчитанных по формуле (1), с данными эксперимента для приборов типа PKC-1 [157] и фирмы «Western Atlas» [215]. Приведены результаты физического моделирования для пород различной плотности (от 1,7 до 3,05 г/см³), глинистых корок с различной толщиной, плотностью и индексами фотоэлектрического поглощения P_e (от 1,4 до 6,2), а также для скважин различного диаметра (от 150 до 384 мм). Все эксперимен-

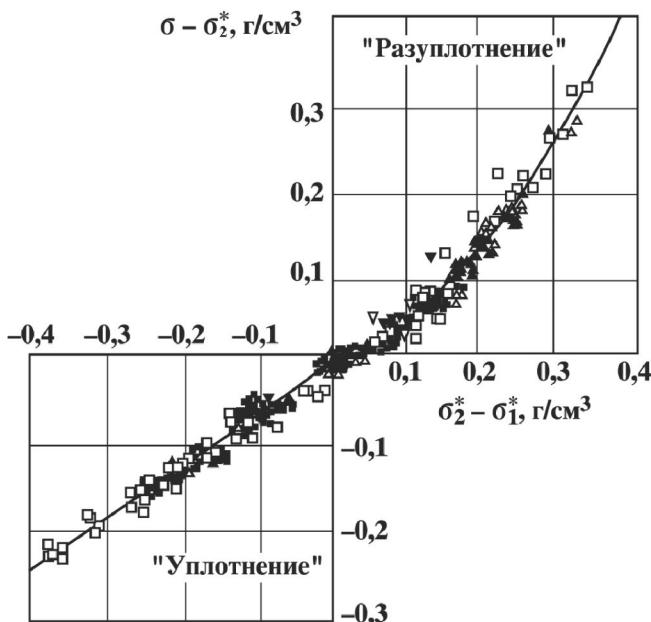


Рис. 7.4.3. Зависимости $\sigma - \sigma_2 = f(\sigma_2 - \sigma_1)$ по экспериментальным данным [215] для аппаратуры «Western Atlas» в сравнении с расчетными зависимостями по интерпретационной модели (7.4.2); $\sigma = 2,69$ г/см³; $\sigma_\Delta = 1,70$ г/см³; для баритовых глинистых корок («уплотнение») $K = 2,71$; $a_1 = 0,255$ см²/г; $a_2 = 0,094$ см²/г); для обычных глинистых корок («разуплотнение») $K = 2,60$

Рис. 7.4.4. Диаграмма «хребет–ребра» для аппаратуры РГП-2:

I – «хребет»; линии 1 и 2 соответствуют расчетным зависимостям $I_2 = f(I_1)$ в пластах разной плотности ($2,05; 2,32; 2,55; 2,59; 2,71 \text{ г}/\text{см}^3$; соответственно I–V) при наличии глинистых корок с плотностями 1 и $1,4 \text{ г}/\text{см}^3$ и толщинами 10 и 20 мм

тальные данные описываются теоретической моделью с высокой точностью. В отличие от эмпирических зависимостей, интерпретационная модель (7.4.1) позволяет построить аналитические алгоритмы, работоспособные в любых реальных условиях. На рис. 7.4.3 можно отметить различие радиальных чувствительностей для зон разуплотнения и уплотнения, соответственно. Это различие обусловлено тем, что корки образованы из утяжеленного раствора (барит) с высоким эффективным номером, когда спектр многократно рассеянного гамма-излучения является более жестким. Для более высоких энергий в этом случае эффективный массовый коэффициент ослабления (радиальная чувствительность) уменьшается.

В аппаратуре РГП-2 используется более простой алгоритм, чем в РКС-1, который вычисляет нелинейную функцию плотности $F(\sigma)$ [37, 170]:

$$F(\sigma) = I_2/I_1 - BI_1.$$

Аналитическая интерпретационная модель позволяет описать функцию $F(\sigma)$ следующим выражением:

$$F(\sigma) = \exp[(S_2 - S_1)(\sigma_0 - \sigma)] - B^{S_1(\sigma_0 - \sigma)},$$

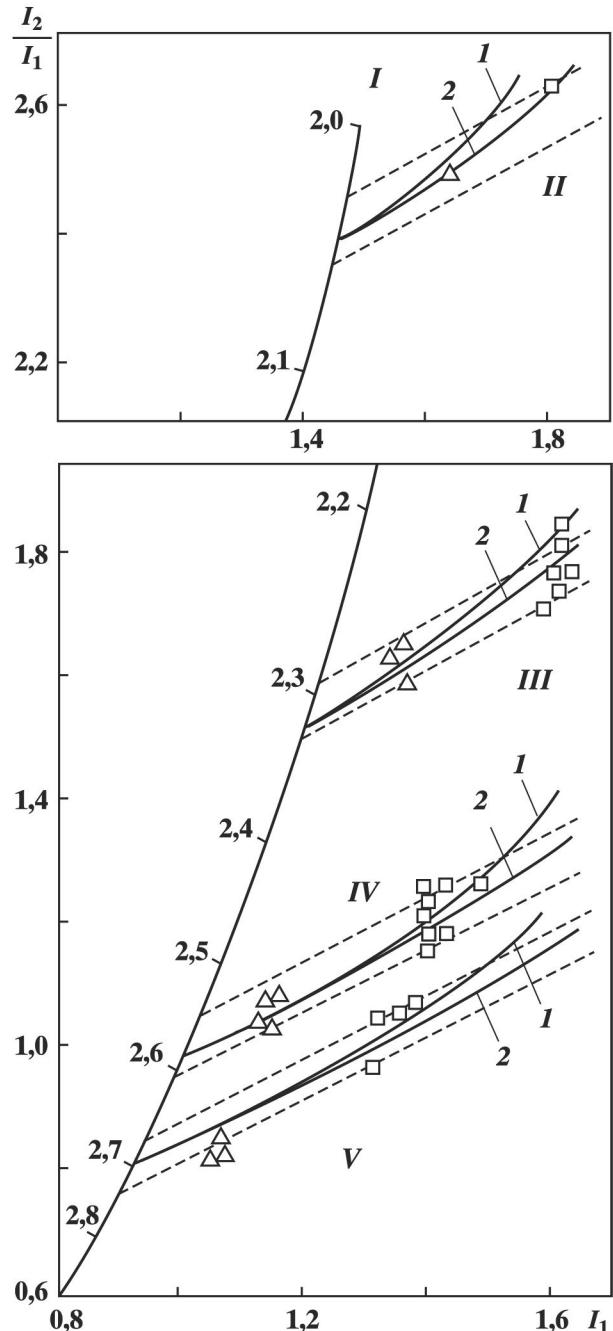
в котором постоянная B так же определяется через метрологические характеристики:

$$B = S_2/kS_1 - 1.$$

Этот интересный результат показывает, что параметры эмпирического алгоритма в принципе не являются стабильными, а могут изменяться вследствие нестабильности метрологических характеристик короткого и длинного зондов. Однако изменение конструктивных параметров аппаратуры не требует изменений аналитической структуры алгоритма.

На рис. 7.4.4 представлена диаграмма «хребет–ребра» для аппаратуры РГП-2. Линией I показан «хребет», а линии 1 и 2 («ребра») соответствуют расчетным зависимостям $I_2 = f(I_1)$ в пластах разной плотности (в $\text{г}/\text{см}^3$: $2,05; 2,32; 2,55; 2,59; 2,71$) при наличии глинистых корок с плотностями 1 и $1,4 \text{ г}/\text{см}^3$ и толщинами 10 и 20 мм. Для аппаратуры РГП-2 также все экспериментальные данные описываются аддитивной моделью с высокой точностью.

Проблема алгоритмической интерпретации данных ГГМ продолжает привлекать к себе внимание исследователей. В работах [222, 223] предпринята попытка проверить интерпретационную модель (7.4.1) по результатам математического моделирования методом Монте-Карло. Основной результат работ [222, 223] заключается в численном расчете показаний двухзондовой установки ГГМ по методу Монте-Карло и построении аналитической аппроксимации, описывающей решение прямой задачи ГГМ, в виде диаграммы «хребет–ребра». Результаты представлены в виде обширных числовых таблиц.



В итоге было предложено описание результатов в виде эмпирического уравнения

$$\Delta\sigma_{1,2} = \sigma + (a_i + a'_i\sigma) \Delta\sigma h + (c_i + c'_i\sigma) \Delta\sigma h^2, \quad (7.4.4)$$

где $\Delta\sigma = \sigma_\Delta - \sigma$; a_i , a'_i , c_i , c'_i – численные константы. При этом необоснованно предполагалось, что параметры a_i , используемые в аппроксимации (7.4.4) совпадают с радиальными чувствительностями a_{12} , введенными нами в [90, 206]. Результаты аналитической аппроксимации, сопоставлены с результатами, полученными при вычислении однопараметрической экспоненциальной интерпретационной модели (7.4.1).

Построение аналитических аппроксимаций типа (7.4.4) с фиксированными подгоночными константами не означает прогресса в области алгоритмической интерпретации, поскольку интерпретационная модель должна удовлетворять следующим критериям:

- 1) допускать обращение относительно определяемого параметра – электронной (или объемной) плотности породы;
- 2) дополняться четко formalизованными процедурами измерений на метрологических установках, обеспечивающими определение (расчет) свободных констант, входящих в аналитическую интерпретационную модель и имеющих смысл метрологических характеристик аппаратуры.

В противном случае подобные аналитические аппроксимации не имеют научной или практической ценности, поскольку идеализированная модель «виртуального» скважинного прибора, воспроизводимая при математическом моделировании, существенно отличается от конструкций реальных приборов. Кроме того, как показали экспериментальные исследования В.Я. Иванова и М.Г. Гуфранова, метрологические характеристики приборов ГТМ одного и того же типа могут изменяться в весьма широком диапазоне. Это означает, что для реальной аппаратуры алгоритм интерпретации должен настраиваться на индивидуальные характеристики зондов каждого конкретного прибора, и в принципе не может быть заранее рассчитан по результатам математического моделирования.

Тем не менее, результаты математического моделирования [222] представляют значительный интерес, поскольку они позволяют испытать интерпретационную модель (7.4.1) на решении прямой задачи, а также соответствующий алгоритм интерпретации (7.4.2) – на восстановлении истинных значений плотности при известных помехах (плотностях и толщинах глинистых корок).

Испытание интерпретационной модели состоит в решении прямой задачи, а именно – в расчете эффективных электронных плотностей для короткого и длинного зондов прибора заданной конструкции, породы с известной плотностью при наличии глинистой корки известной плотности и толщины. Для этого необходимо знать метрологические характеристики. В реальности они определяются посредством измерений на базовом метрологическом образце известной плотности с имитатором корки. Не располагая табличными данными результатов математического моделирования, используем в качестве входных данных аналитические аппроксимации из работы [222] для определения радиальных чувствительностей. Подставляя последние в интерпретационную модель (7.4.1), получаем практически абсолютное совпадение результатов как для короткого, так и для длинного зондов.

При этом обнаруживается любопытное и неожиданное обстоятельство. Оказывается, что эффективная плотность на коротком зонде с ростом толщины корки h при $h > 2,5$ см становится меньше плотности корки. Этот результат нефизичен. Он указывает или на принципиальную погрешность физико-математической модели (соответственно – и результатов) Монте-Карло, или на погрешность аналитической аппроксимации этих результатов, предложенной в [222], для диапазона изменения $0 < h < 3$ см. Если зависимости $a_i(h)$ аналитически продолжить при $h > 2,5$ см, модель (7.4.1) эту погрешность исправляет.

Значение параметра K в формулах (7.4.2), (7.4.3) не зависит от плотности корки, но зависит от плотности породы, что вытекает из определения этого параметра и аппроксимации. Это значит, что при фиксированной плотности породы нет необходимости измерять зависимости $a(h)$ для корок различной плотности. Поскольку плотность породы заранее неизвестна, именно устойчивость этого параметра обеспечивает устойчивость работы алгоритма. Но если K зависит от толщины корки, то она должна быть предварительно определена. Поскольку толщина определяется с погрешностью, возникает вопрос об устойчивости результата относительно погрешности оценки h . Эта задача была решена путем обобщения алгоритма и построения итерационного варианта.

Знание всех метрологических характеристик позволяет решить обратную задачу. Для определения плотности породы предложен следующий итерационный вариант.

1. Плотность глинистой корки приближенно определяется по плотности бурового раствора.

2. Параметр Δa задается в первом приближении константой по порядку величины, соответствующей отечественной аппаратуре. После этого вычисляется толщина корки в первом приближении по формуле (7.4.3').

3. Вычисляется параметр Δa во втором приближении по определенной в первом приближении толщине глинистой корки:

$$\Delta a = \exp\{-[\gamma + (1 - \gamma) \sigma_\Delta] + \beta h^2\}; \quad (7.4.5)$$

$$\gamma = 0,44; \beta = 0,16.$$

Зависимости для определения параметров K и Δa получены как результаты аппроксимации данных, представленных в работе [222]. На рис. 7.4.5 показаны зависимости параметра Δa от толщины промежуточной зоны. Параметр Δa не зависит от плотности породы, но зависит от плотности глинистой корки. Шифр кривых – плотность глинистой корки. Для каждого случая показаны соответствующие аппроксимирующие кривые.

4. По найденной величине Δa (во втором приближении) определяется толщина глинистой корки во втором приближении.

5. По толщине корки (во втором приближении) рассчитывается параметр K :

$$K(h) = \exp[0,376 + 0,199h^2]. \quad (7.4.6)$$

6. Определяется плотность породы.

Разность между определенной (алгоритмической) плотностью и заданной составляет погрешность алгоритма (рис. 7.4.6). На графике показана зависимость погрешности определения плотности породы от толщины промежуточной зоны при выбранной плотности глинистой корки. Плотность породы – 2,2 г/см³. Плотность корки (в настройке) – 1,4 г/см³. Для плотности корки 1,4 г/см³ в интервале толщин глинистой корки $h < 2,0$ см погрешность определения плотности породы не превышает 0,04 г/см³, что соответствует существующим стандартам. Лучший вариант – допустимая погрешность определения плотности породы в интервале толщин корки $h < 2,7$ см – для плотности корки 1,3 г/см³, т.е. заниженной на 0,1 г/см³.

Анализ приведенных выше зависимостей показывает, что при занижении плотности глинистой корки (определенной по плотности бурового раствора) на 0,2 г/см³ (рис. 7.4.6) алгоритм обеспечивает нахождение плотности породы с допустимой погрешностью (0,04 г/см³). С другой стороны, определение толщины корки методом итераций является быстро сходящимся процессом. Для достаточно точного определения толщины корки можно использовать два приближения. Это говорит о большой устойчивости

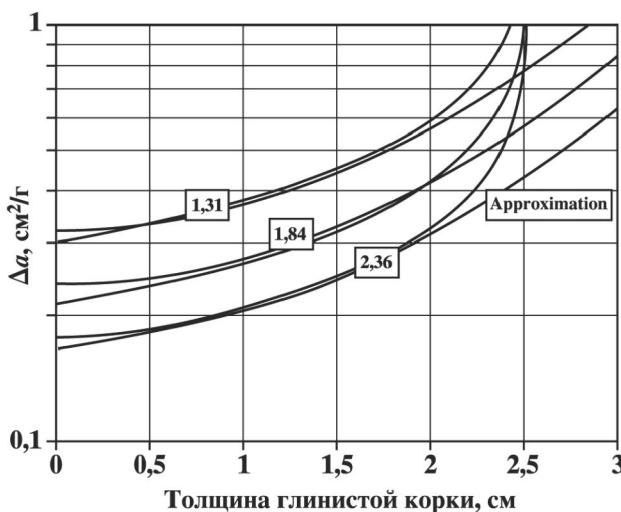


Рис. 7.4.5. Зависимости разности радиальных чувствительностей короткого и длинного зонда от толщины промежуточной зоны.

Шифр кривых – плотность глинистой корки, г/см³

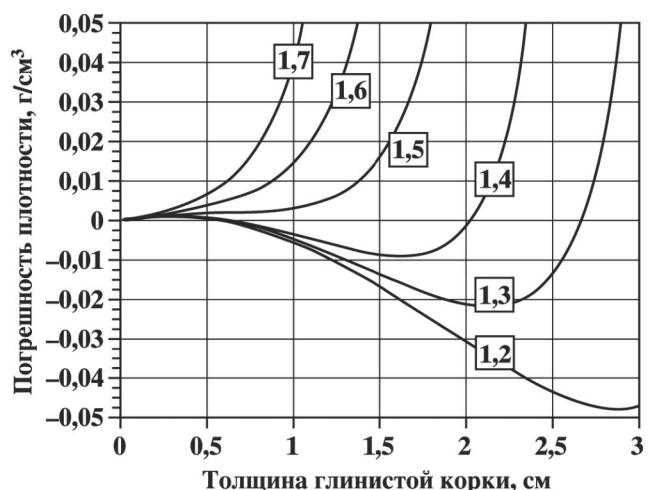


Рис. 7.4.6. Зависимость погрешности определения плотности породы от толщины промежуточной зоны при выбранной плотности глинистой корки, г/см³ (шифр кривых)

сти алгоритма (7.4.2) относительно погрешностей задания параметров промежуточной зоны, которые заранее неизвестны.

Все экспериментальные данные (натурного и математического моделирования) описываются теоретической интерпретационной моделью (7.4.1) с высокой точностью. Установлена надежность и помехоустойчивость универсального алгоритма (7.4.2).

Аналитическая аппроксимация и параметризация данных математического моделирования не описывают влияние всех существующих факторов. Физико-математическая модель метода Монте-Карло, использованная при решении прямой задачи ГГМ в работе [222], обладает следующими серьезными недостатками:

1. Не учтено изменение энергетического спектра рассеянного гамма-излучения, обусловленного фотоэлектрическим поглощением. Это означает, что полученные результаты справедливы только для легких корок, не содержащих утяжелителей типа барита, и др.

2. Не учтено различие спектральных эффективностей детекторов короткого и длинного зондов, которые работают в различных спектральных диапазонах.

3. Не учтено влияние фильтров и коллиматоров как на источнике, так и на детекторах короткого и длинного зондов. Это означает, что соответствующие метрологические характеристики «виртуального» прибора ГГМ, создаваемого при математическом моделировании, могут существенно отличаться от характеристик реальных приборов.

Идеализированная модель скважинного прибора, воспроизведенная при математическом моделировании, существенно отличается от конструкций реальных приборов, так как метрологические характеристики приборов ГГМ одного и того же типа могут изменяться в весьма широком диапазоне. Это означает, что для реальной аппаратуры алгоритм интерпретации должен настраиваться на индивидуальные характеристики зондов каждого конкретного прибора и в принципе не может быть заранее рассчитан по результатам математического моделирования.

Установлено, что метрологические характеристики аппаратуры ГГМ, вообще говоря, могут зависеть от толщины корки. В этом случае соответствующие зависимости сами становятся метрологическими характеристиками. Конечно, этот вывод, сделанный по результатам моделирования Монте-Карло, необходимо проверить данными натурного моделирования.

Алгоритм интерпретации (7.4.2) был обобщен нами на случай гипотетической зависимости метрологических характеристик от толщины промежуточной зоны. Определение объемной плотности методом последовательных приближений оказывается быстро сходящимся процессом (для обеспечения необходимой точности достаточно двух приближений).

7.4.2. АДАПТИВНАЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПЛОТНОСТНОГО ГАММА-ГАММА-МЕТОДА

Объединение результатов петрофизического моделирования и принципа петрофизической инвариантности приводит к важному выводу: метод рассеянного гамма-излучения позволяет с высокой точностью определять **эффективную пористость** горных пород.

Традиционно объемная плотность является интерпретационным параметром ГГМ, позволяющим количественно определять общую пористость. Экспериментальному определению плотности породы в лабораторных условиях непосредственно на образцах керна и шлама уделяется большое внимание. Неопределенности задания минералогических плотностей компонент породы и их объемных содержаний являются основными источниками погрешностей при интерпретации данных ГГМ [7].

До сих пор ГГМ рассматривается исключительно как «метод пористости». В настоящей работе мы показываем, что возможность количественного определения эффективной пористости через петрофизический инвариант вытекает как следствие из петрофизической модели метода, тем самым обосновывая ГГМ как **«метод эффективной пористости»**.

Петрофизический параметр ГГМ – объемная плотность коллектора σ – является аддитивной функцией объемных содержаний минеральных компонент. Для нее строго определена петрофизическая модель:

$$\sigma(K_{ii} | \sigma_{ii}) = \sum_i \sigma_i K_i, \quad \sum_i K_i = 1. \quad (7.4.7)$$

Суммирование распространено на все минеральные компоненты коллектора (матрица, глинистый

цемент или нерастворимый остаток, вода подвижная и остаточная) с соответствующими объемными содержаниями K_i , так что сумма K_i равна единице («материальный баланс»).

Для полностью водонасыщенного коллектора имеем:

$$\sigma(K_{\text{п}} | \sigma_{\text{п}}) = \sigma_M(1 - M) + \sigma_{\text{п}}(M - K_{\text{п}}) + \sigma_{\text{ов}}K_{\text{п}}K_{\text{вн}} + \sigma_{\text{в}}K_{\text{п}} - \sigma_{\text{в}}K_{\text{п}}K_{\text{вн}}, \quad (7.4.8)$$

где $\sigma(K_{\text{п}} | \sigma_{\text{п}})$ – текущая плотность; σ_M , $\sigma_{\text{п}}$, $\sigma_{\text{ов}}$, $\sigma_{\text{в}}$ – плотности матрицы, цемента, остаточной (связанной) и подвижной воды, соответственно.

Сопоставление объемной плотности с общей пористостью для пластов месторождений Западной Сибири имеет коэффициент корреляции порядка 0,99. Сопоставление объемной плотности сложного коллектора с эффективной пористостью существенной корреляции не обнаруживает.

Таким образом, **обоснование возможности непосредственного определения эффективной пористости по данным ГТМ не является тривиальной задачей**. Это обоснование можно дать только на основе модели связи $K_{\text{вн}}(K_{\text{п}})$, которая позволяет выделить в общем массиве данных тренды, соответствующие интервалам коллектора с одинаковой водоудерживающей способностью. Аналогично сопоставлению $K_{\text{вн}}(K_{\text{п}})$, поле корреляции $\sigma(K_{\text{п}} | \sigma_{\text{п}})$ характеризуется разбросом значений в области низких пористостей (высокой глинистости) и их сближением в области высоких эффективных пористостей.

Изменение объемной плотности коллектора обусловлено изменением количества и состава цемента, что одновременно проявляется и в изменении эффективной пористости. Проиллюстрируем это следующим примером. На рис. 7.4.7, а показано сопоставление остаточной водонасыщенности с общей пористостью для пласта БС одного из месторождений Западной Сибири. Кривые – расчетные по petрофизической модели, точки соответствуют результатам измерений на образцах керна для значений $\mu = 9 \pm 1\%$ (красные) и $\mu = 14 \pm 1\%$ (синие). Две выделенные зависимости четко проявляются и на сопоставлении $\sigma(K_{\text{п}} | \sigma_{\text{п}})$ (рис. 7.4.7, б). Образцы с высокой водоудерживающей способностью обладают высокой общей, но малой эффективной пористостью. Объемная плотность коллекторов с высокой водоудерживающей способностью меньше, чем у тех, в которых цементация происходит за счет минералов с низкой водоудерживающей способностью.

Петрофизическая модель объемной плотности может быть записана аналогично модели $K_{\text{вн}}(K_{\text{п}})$ путем введения значений объемной плотности, соответствующих характеристическим параметрам модели коллектора:

$$\sigma(K_{\text{п}} | \sigma_{\text{п}}) = \sigma(\mu; \sigma_{\text{п}}) + (K_{\text{п}} - \mu)[\sigma(M; \sigma_M) - \sigma(\mu; \sigma_{\text{п}})](M - \mu), \quad (7.4.9)$$

где $\sigma(M; \sigma_M)$ – объемная плотность коллектора при $K_{\text{п}} = M$ и $\sigma(\mu; \sigma_{\text{п}})$ – объемная плотность «вырожденного» коллектора, лишнего эффективной пористости ($K_{\text{п}} = \mu$) при максимальной глинистости.

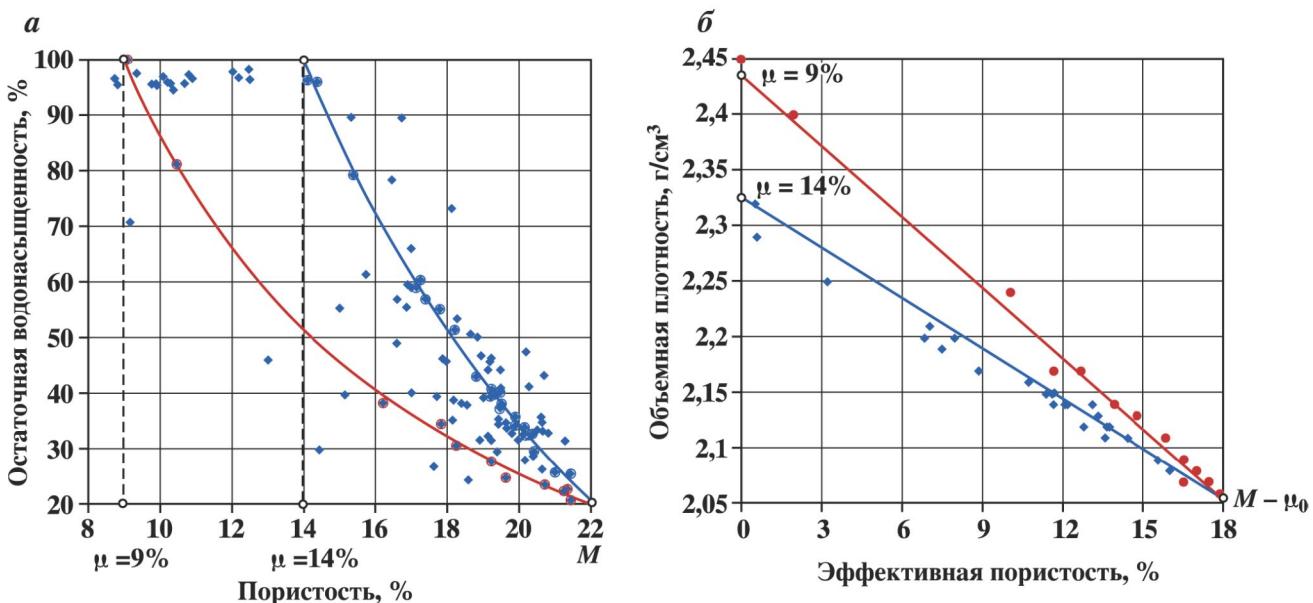


Рис. 7.4.7. Сопоставление объемной плотности с эффективной пористостью для выбранных образцов из пласта БС, показанных на рис. 7.4.7, а, вместе с расчетными зависимостями по модели (7.4.9) для значений $\mu = 9 \pm 1\%$ (красные) и $\mu = 14 \pm 1\%$ (синие)

Параметром адаптивной интерпретации является петрофизический инвариант Ψ . Из модели (7.4.9) петрофизический инвариант определяется выражением:

$$\Psi = [\sigma(K_{\text{п}}|\sigma_{\text{п}}) - \sigma(\mu; \sigma_{\text{п}})] / [\sigma(M; \sigma_M) - \sigma(\mu; \sigma_{\text{п}})]. \quad (7.4.10)$$

Полученное выражение является алгоритмом определения эффективной пористости (через петрофизический инвариант) по данным ГГМ. Настроочными параметрами алгоритма являются величины $\sigma(\mu; \sigma_{\text{п}})$ и $\sigma(M; \sigma_M)$. В отличие от (7.4.8), это уравнение не требует априорного задания плотностей компонент породы; параметры определяются адаптивно.

Настроочные параметры и соответствующие им расчетные зависимости объемной плотности от эффективной пористости для двух фиксированных значений полной водоудерживающей способности μ показаны на рис. 7.4.7. Величина $\sigma(\mu; \sigma_{\text{п}})$ не зависит от свойств подвижного флюида, так как подвижный флюид при $K_{\text{п}} = \mu$ отсутствует, и все емкостное пространство занято остаточной водой. Величина $\sigma(M; \sigma_M)$ не зависит от состава и свойств глинистого цемента, поскольку при $K_{\text{п}} = M$ коллектор его не содержит.

С учетом максимальной эффективной пористости по величине Ψ находится эффективная пористость.

Хорошо известны преимущества конструкции уравнений типа (7.4.10), исключающей как аддитивные, так и мультипликативные погрешности. Надежность и точность алгоритма обусловлены его помехоустойчивостью и настройкой на параметры, соответствующие характеристикам коллектора.

7.5. СТАЦИОНАРНЫЕ НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ

Для условий натурного моделирования на моделях пластов интерпретационная модель ННМ единообразно описывает в аналитической форме зависимость обратных показаний длинного и короткого зондов A_{12} (в «водяных» единицах) и интерпретационного параметра A от параметров, характеризующих условия измерений в скважине заданной конструкции и пласте, насыщенном по мощности:

$$A_i(K_{\text{п}}) = \kappa_i + (v_i - \kappa_i)\{1 - \exp[-\beta_i(K_{\text{п}})^2]\}/[1 - \exp(-\beta_i)], \quad 1 \geq K_{\text{п}} \geq 0; \quad i = 1, 2; \quad (7.5.1)$$

$$A(K_{\text{п}}) = A_2(K_{\text{п}})/A_1(K_{\text{п}}). \quad (7.5.2)$$

На рис. 7.5.1, *a*, *b* показана схема интерпретационных зависимостей для надтепловых и тепловых нейтронов: *a* – обратные показания $A_{1,2}(K_{\text{п}})$; *b* – $A_{1,2}(A)$. Переход от прямых показаний к обратным

$$N_{1,2}(K_{\text{п}}) \rightarrow A_{1,2}(K_{\text{п}}) \rightarrow A_{1,2}(A)$$

упрощает изучаемые зависимости. Для одинаковых детекторов в одинаковых условиях зависимость $A(K_{\text{п}})$ – монотонно возрастающая, нелинейная, повторяющая зависимости обратных длин миграции $M^{-1}(K_{\text{п}})$ и замедления $L_s^{-1}(K_{\text{п}})$ соответственно для тепловых и надтепловых нейтронов [91]. Формой зависимости $A(K_{\text{п}})$ можно управлять, изменяя параметры и расположения детекторов. Разработчики двухзондовой аппаратуры обычно стараются подобрать параметры зондов так, чтобы зависимость $A(K_{\text{п}})$ была линейной в рабочем диапазоне $0 < K_{\text{п}} < 40\%$ [73, 145, 165].

Для каждого зонда, т.е. для каждой пары источник-детектор модель (7.5.1) содержит три метрологических характеристики. Таковыми являются **коэффициенты дифференциации: $\kappa_{1,2}$ по водородосодержанию, $v_{1,2}$ по минерализации** (хлоросодержанию) пластового флюида, и **коэффициенты $\beta_{1,2}$** , характеризующие **нелинейность** зависимостей $A_{1,2}(K_{\text{п}})$ (см. рис. 7.5.1).

Коэффициенты $\kappa_{1,2}$ зависят от конструкции скважины, положения прибора в колонне и колонны в скважине, состава и свойств глинистой корки, минерализации жидкости в скважине и ее плотности, свойств цементного камня и его распределения в затрубном пространстве, минерального состава матрицы и цемента коллектора, в частности, содержания элементов с аномальными ядерно-физическими свойствами (водород, поглотители тепловых и надтепловых нейтронов); минерализации остаточной воды, но **не зависят от состава и свойств пластового флюида**.

Коэффициенты $v_{1,2}$ имеют следующий смысл: это обратные показания $A_{1,2}(1)$ (в «водяных» единицах) в скважине реальной конструкции, окруженной «коллектором» с пористостью 100 %. Иными словами, пласт-коллектор полностью замещен пластовым флюидом. Это значит, что величины $v_{1,2}$ зависят

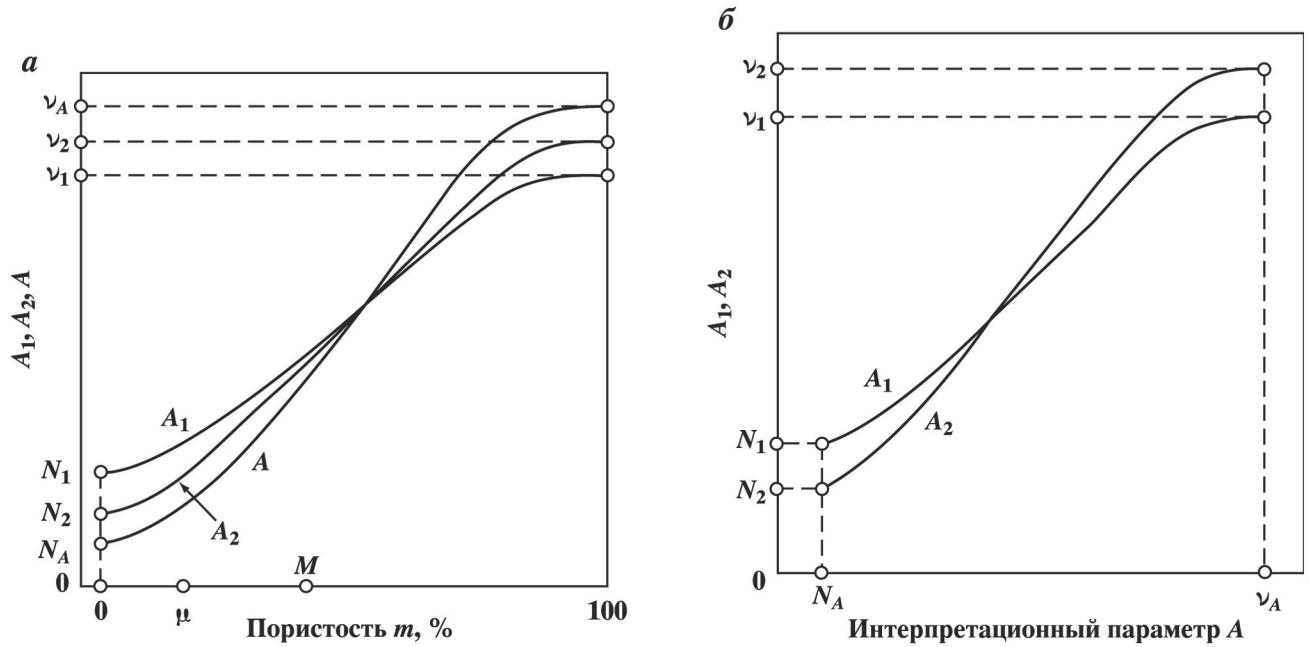


Рис. 7.5.1. Интерпретационные зависимости двухзондовой модификации НИМ по интерпретационной модели:
а – обратные показания A_1 и A_2 короткого и длинного зондов и параметр A как функции $K_{\text{п}}$; б – A_1 и A_2 как функции A

от конструкции скважины, характеристик прибора, его положения в колонне и колонны в скважине, минерализации и плотности жидкости в скважине и флюида в пласте, минерализации цемента и его распределения в затрубном пространстве); но **не зависят от состава и свойств матрицы, связанной воды и глинистого цемента**. В необсаженной скважине значения $\nu_{1,2}$ совпадают и оцениваются соотношением времен жизни или макросечений поглощения тепловых нейтронов в пресной воде и пластовом флюиде [91]:

$$\nu_1 = \nu_2 \approx \tau(\text{H}_2\text{O})/\tau(\text{H}_2\text{O} + \text{NaCl}) = \sum_a (\text{H}_2\text{O} + \text{NaCl}) / \sum_a (\text{H}_2\text{O}). \quad (7.5.3)$$

Для пластовой воды низкой минерализации, слабо минерализованной, а также в случае пресного фильтрата, вытеснившего из прискважинной зоны сильно минерализованную пластовую воду, $\nu_{1,2} \approx 1$; при $A = 1$. В скважинах сложной конструкции значения $\nu_{1,2}$, по-видимому, могут отличаться.

Коэффициенты $\beta_{1,2}$, характеризующие кривизну интерпретационной зависимости, учитывают конструкцию скважины, положения прибора в колонне и колонны в скважине, но **не зависят от состава и свойств матрицы, цемента и пластового флюида**.

7.5.1. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА ИНТЕРПРЕТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ

На рис. 7.5.2–7.5.4 интерпретационные зависимости $A_{1,2}(K_{\text{п}})$ и $A_{1,2}(A)$, рассчитанные по интерпретационной модели (7.5.1) (кривые), сравниваются с экспериментальными данными (точки). Измерения на моделях пластов ВНИИГИС выполнены прибором НИМт-2 для горизонтальных скважин конструкции Е.С. Кучурина. На графиках (а) показаны обратные показания $A_{1,2}$ короткого и длинного зондов (30 и 50 см) и интерпретационный параметр $A = A_2/A_1$ как функции водонасыщенной пористости известняка (б). Из обширного экспериментального материала приведены примеры для необсаженных и обсаженных скважин, с колоннами различного диаметра и толщины, при различных положениях прибора в колонне и колонны – в скважине, с различными минерализациями воды по хлору в скважине и пласте. При всем многообразии условий согласие с экспериментом в пределах погрешностей измерений является вполне удовлетворительным.

В реальных геологических условиях, как правило, массивы $A_1(A)$ отличаются более слабой корреляцией по сравнению с $A_2(A)$ вследствие малой глубинности короткого зонда и более высокой чувствительности к изменениям параметров прискважинной зоны. Более крутой наклон (к оси A) массива A_2

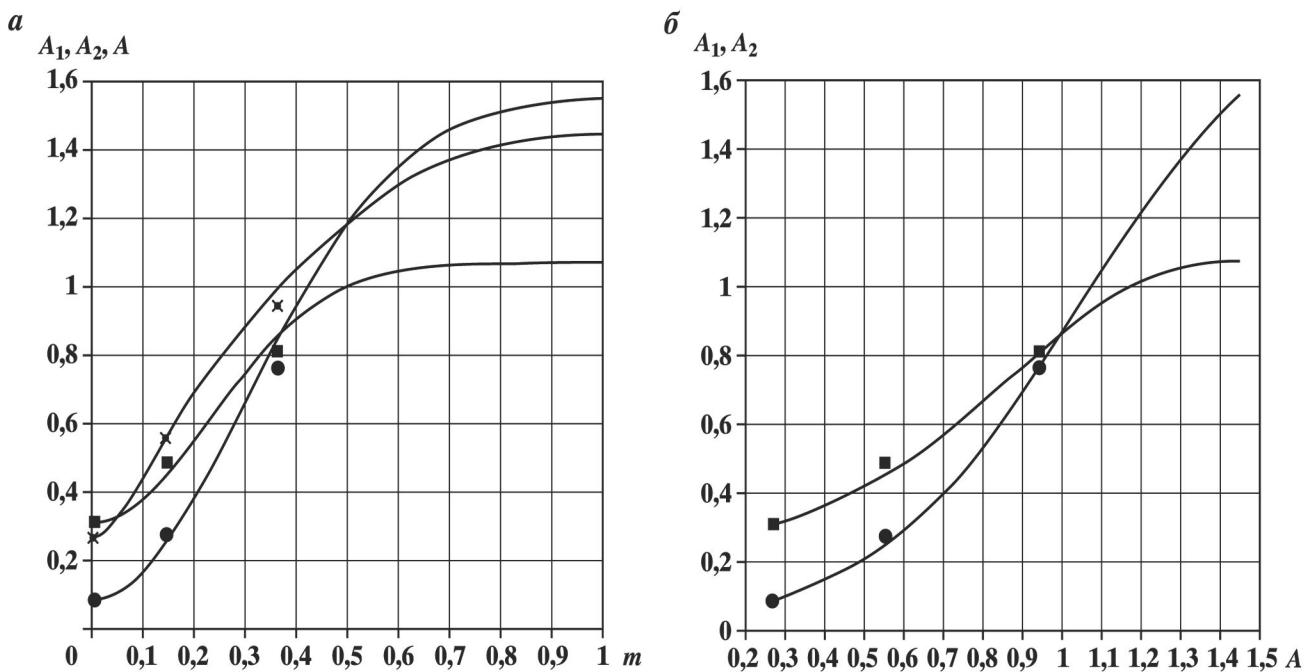


Рис. 7.5.2. Сравнение интерпретационных зависимостей ННМт-2, рассчитанных по интерпретационной модели (кривые), с экспериментальными данными (точки). В пласте (известняк) – вода пресная, в скважине – соленая (170 г NaCl/л). Скважина (диаметр 196 мм) обсажена, колонна (диаметр 168 мм) эксцентрична; прибор на тонкой стенке:
 а – обратные показания A_1 и A_2 короткого и длинного зондов и интерпретационный параметр $A = A_2/A_1$ как функции водонасыщенной пористости известняка; б – обратные показания A_1 и A_2 как функции интерпретационного параметра A

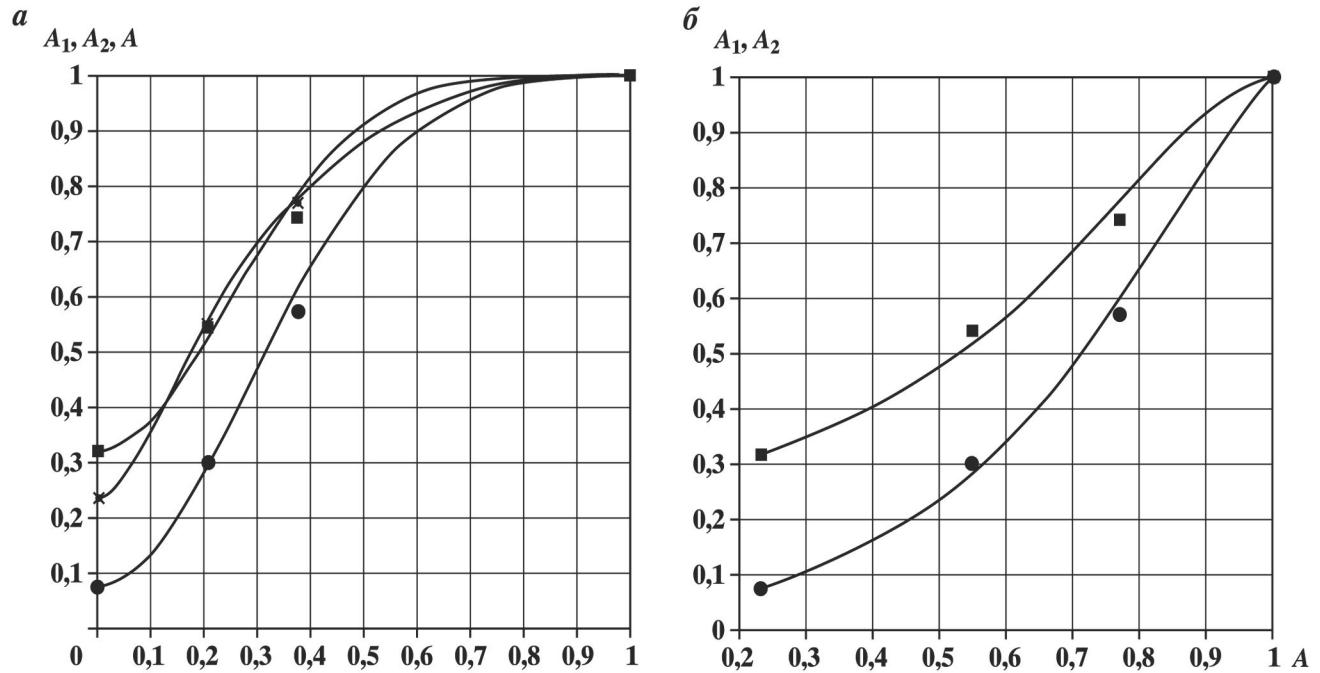


Рис. 7.5.3. Сравнение интерпретационных зависимостей ННМт-2, рассчитанных по интерпретационной модели (кривые), с экспериментальными данными (точки). В пласте (известняк) и скважине – пресная вода. Скважина (диаметр 244 мм) обсажена, колонна (диаметр 146 мм) эксцентрична; прибор на тонкой стенке:
 а – обратные показания A_1 и A_2 короткого и длинного зондов и интерпретационный параметр $A = A_2/A_1$ как функции водонасыщенной пористости известняка; б – обратные показания A_1 и A_2 как функции интерпретационного параметра A

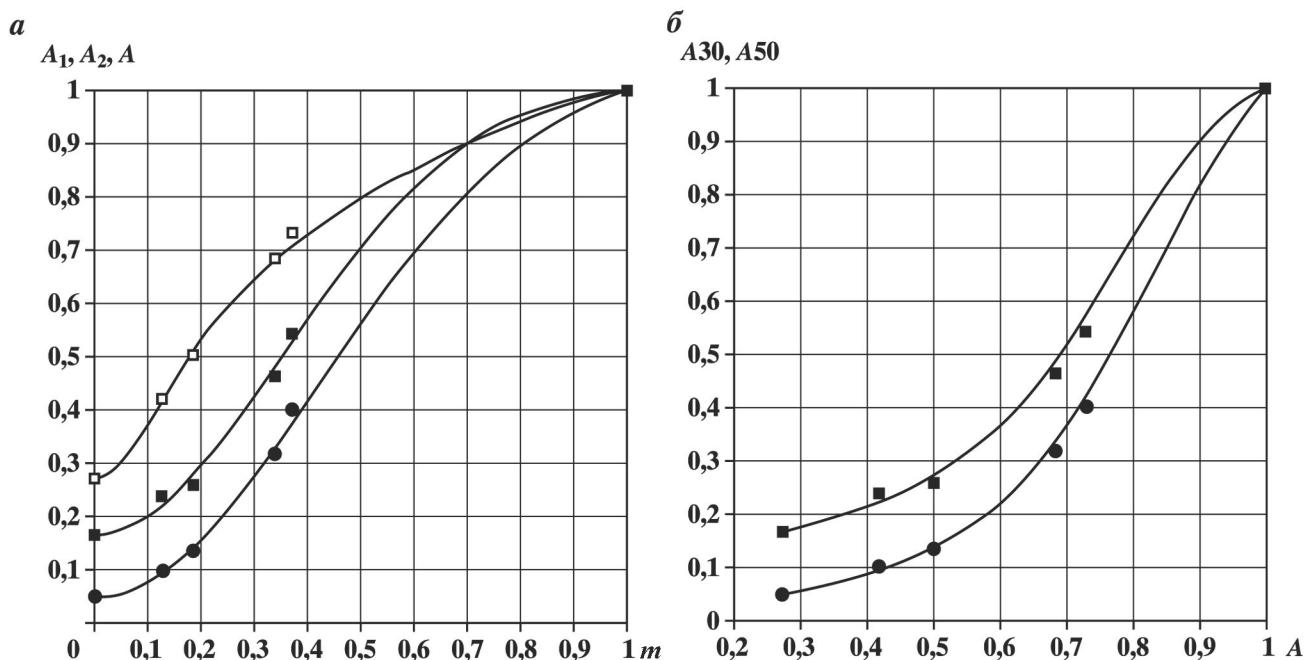


Рис. 7.5.4. Сравнение интерпретационных зависимостей ННМт-2, рассчитанных по адаптивной интерпретационной модели (кривые), с экспериментальными данными (точки). Пресная вода в пласте (известняк) и необсаженной скважине диаметром 196 мм (прибор на стенке). Прибор для горизонтальных скважин конструкции Е.С. Кучурина:

a – обратные показания A_1 и A_2 короткого и длинного зондов (30 и 50 см) и интерпретационный параметр $A = A_2/A_1$ как функции водонасыщенной пористости известняка; *b* – обратные показания A_1 и A_2 как функции интерпретационного параметра A

отражает большую глубинность и более высокую чувствительность показаний длинного зонда к изменению водородосодержания (обратной длины миграции тепловых нейтронов).

7.5.2. РЕШЕНИЕ ПРЯМОЙ ЗАДАЧИ ННМт С КОНТРАСТНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ В ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ

Количественная надежность интерпретационной модели (7.5.1), подтвержденная экспериментальными данными, позволяет использовать ее как удобный инструмент решения прямых задач для изучения или прогноза различных зависимостей и эффектов.

Смоделируем следующую задачу. Рассмотрим показания ННМт-2 как функции водонасыщенной пористости для необсаженной скважины в коллекторе с зоной проникновения пресного фильтрата и остаточной (связанной) водой с высоким (реликтовым) хлоросодержанием. Интервал $\mu_{\min} < K_n < \mu_{\max}$ в неоднородном коллекторе образует «переходную» зону, когда сначала показания отражают насыщение емкостного пространства связанной (остаточной) водой, затем появляются частично опресненные участки, а далее – опресненные фильтратом коллекторы. Для каждого из зондов мы имеем две ветви зависимостей $N_{1,2}(K_n)$: нижняя – «соленая» и верхняя – «пресная», между которыми происходит переход, образующий характерный «горб» (рис. 7.5.5, *a*). Этот «горб» сохраняется и на аналогичной зависимости для интерпретационного параметра ННМт-2 $A(K_n)$ (рис. 7.5.5, *b*).

В показания НГМ основной вклад дает излучение скважины, зависимость которого от пористости повторяет ННМт, из-за чего смена хлоросодержания флюида в прискважинной зоне аналогичным образом отражается на показаниях НГМ [38, 77, 91, 111]. На рис. 7.5.6 приведено выполненное Ю.А. Гулиным сопоставление нормированных показаний НГМ с пористостью, на котором этот «горб» проявляется достаточно четко. Пунктирная кривая проведена Ю.А. Гулиным, поле корреляции обрисовано Д.А. Кожевниковым (1957 г.).

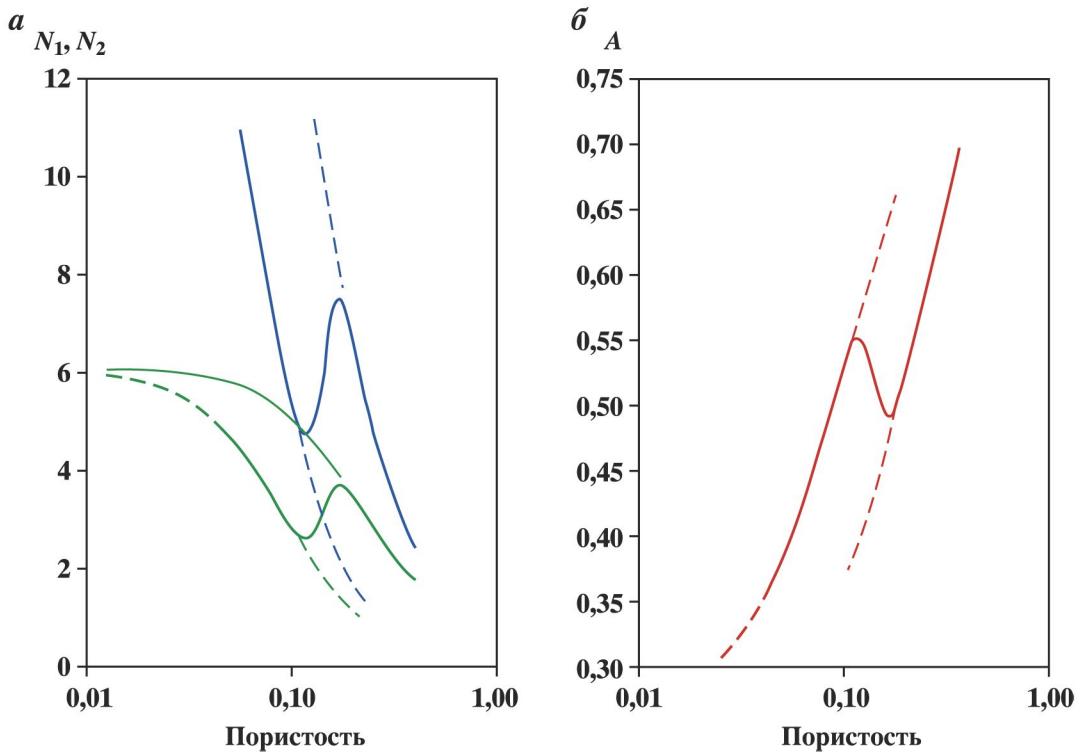


Рис. 7.5.5. Зависимости $N_{1,2}(K_n)$ при различных хлоросодержаниях остаточной (250 г NaCl/л) и подвижной пресной воды или нефти, скважина необсажена (а); для тех же условий – для интерпретационного параметра A (б). Численный расчет по модели (7.5.1)

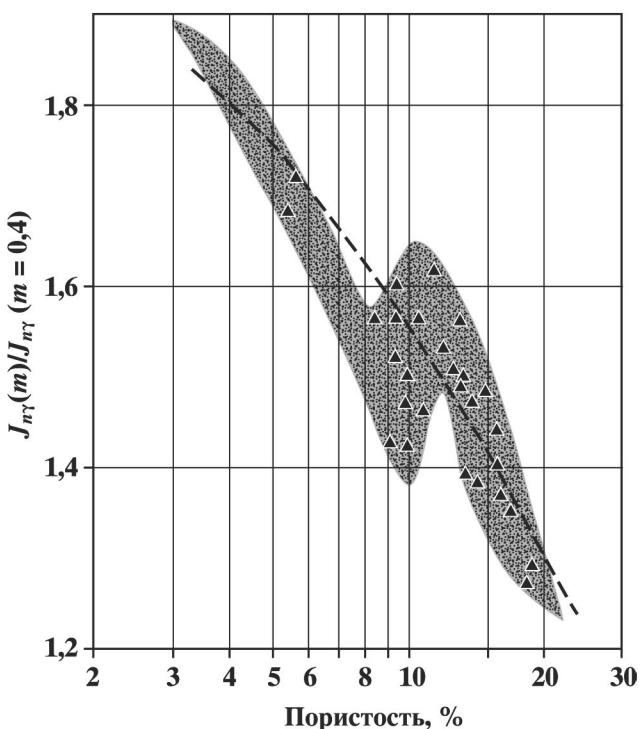


Рис. 7.5.6. Поле корреляции показаний НГМ для коллекторов в разрезе одной из необсаженных скважин Башкирии по данным Ю.А. Гулина (пунктиром показана проведенная им зависимость). Конфигурация поля обрисована Д.А. Кожевниковым (1957 г.)

7.5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ИНВАРИАНТА ПО ДАННЫМ ННМ-2

Интерпретационная модель (7.5.1) приведена в виде, соответствующем условиям измерений на моделях пластов. Структура и свойства моделируемых в лаборатории (или математическом эксперименте) пластов **принципиально отличаются** от структуры и свойств реальных коллекторов отсутствием глинистого цемента и воды, удерживаемой матрицей и цементом. Для реальной системы скважина–пласт в

условиях естественного залегания коллекторов интерпретационная модель (7.5.1) с параметрами адаптивной настройки предстает в следующем виде:

$$A_{1,2}(K_n) = A_{1,2}(\mu) + [A_{1,2}(M) - A_{1,2}(\mu)]\{1 - \exp[-\beta'_{1,2}\Psi^2(K_n)]\}/[1 - \exp(-\beta'_{1,2})], M \geq K_n \geq \mu; \quad (7.5.4)$$

где Ψ – петрофизический инвариант:

$$\Psi(K_n) = (K_n - \mu)/(M - \mu) \equiv K_{n \text{ эф}} / K_{n \text{ эф}}^{\max}. \quad (7.5.5)$$

Это выражение указывает на возможность определения пористости и эффективной пористости по показаниям каждого из зондов двухзондового прибора при соответствующей адаптивной настройке в условиях естественного залегания. Хотя в ННМ-2 использование для этой цели параметра A очевидно, предпочтительнее, это дает возможность внутренней проверки качества настроек и полученных результатов путем сравнения распределений *трех* значений пористостей, определенных по показаниям короткого и длинного зондов в отдельности, и величине их отношения A .

Анализ модели (7.5.4) позволяет перейти к обоснованию адаптивного алгоритма определения эффективной пористости по данным ННМ-2.

Если в рабочем диапазоне водородосодержаний зависимость $A(K_n)$ линейна или близка к линейной, то в силу линейности $K_{n \text{ эф}}(K_n > \mu)$ (см., например, [161] и др.), зависимость $A(K_{n \text{ эф}})$, по крайней мере, допускает линеаризацию.

Таким образом, имеем:

$$A(K_{n \text{ эф}}) = C_1 + C_2 K_{n \text{ эф}}. \quad (7.5.6)$$

Константы C_1 и C_2 определяются из условий: $C_1 = A_\mu$; $A_{\max} = A_\mu + C_2 K_{n \text{ эф}}^{\max}$, откуда

$$K_{n \text{ эф}} = [(A - A_\mu)/(A_{\max} - A_\mu)] K_{n \text{ эф}}^{\max}. \quad (7.5.7)$$

Или, окончательно:

$$\Psi = \Delta A, \quad (7.5.8)$$

где через ΔA обозначен двойной разностный параметр относительно A .

Это выражение определяет адаптивный алгоритм расчета текущей эффективной пористости неоднородного гранулярного коллектора через величину петрофизического инварианта Ψ . Переход к абсолютной величине $K_{n \text{ эф}}$ осуществляется по нормировке петрофизической модели (часть 1).

Для зависимости $A(K_n)$ начало шкалы пористости для неоднородного коллектора нефиксировано. Оно может изменяться с изменением состава цемента и его водоудерживающей способности в широком диапазоне от μ_{\min} до μ_{\max} . Напротив, начало и конец шкалы эффективной пористости фиксированы для неоднородного полиминерального глинистого коллектора (рис. 7.5.7). Но зависимость настроечных параметров алгоритма (7.5.8) от состава цемента и насыщения коллектора сохраняется. Влияние изменений состава цемента проявляется в изменении величины A_μ от $A(\mu_{\min})$ до $A(\mu_{\max})$. При фиксированном значении $K_{n \text{ эф}}^{\max}$ величина A_{\max} не

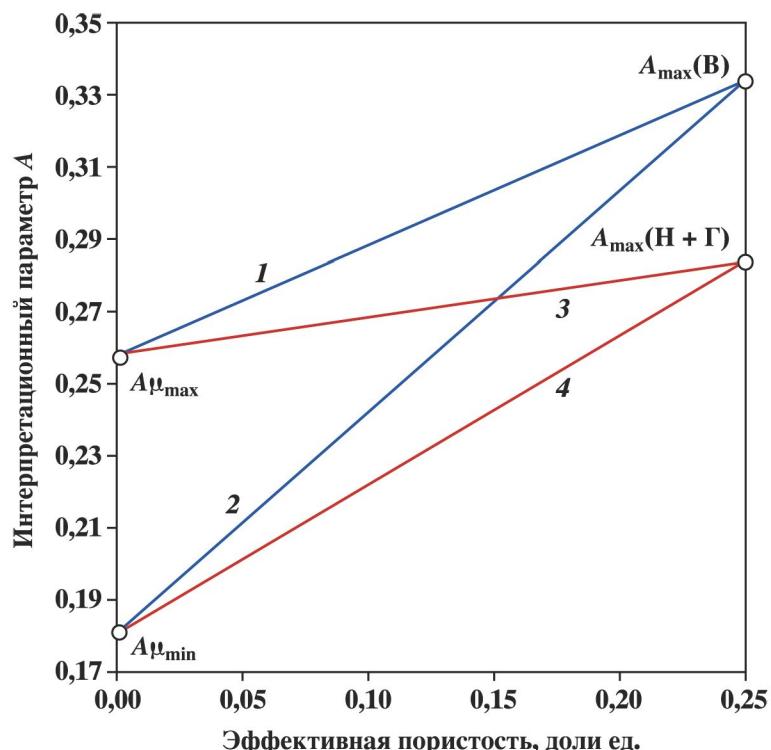


Рис. 7.5.7. Схема зависимости интерпретационного параметра ННМ-2 от эффективной пористости гранулярного коллектора для различных водоудерживающих способностей коллектора (μ_{\min} и μ_{\max}) при различном насыщении:

1, 2 – вода; 3, 4 – нефть и газ

зависит от состава цемента, но зависит от насыщения коллектора: на рис. 7.5.7 прямые 1, 2 соответствуют водонасыщенному коллектору, 3, 4 – нефтегазонасыщенному.

Таким образом, для мономинерального цемента и определенного насыщения мы обнаружим интенсивную линейную корреляцию между фактическими значениями параметра $A(K_{\text{п эф}})$, обосновывающую применимость алгоритма (7.5.8). Для цемента сложного минерального состава необходимо привлечение данных комплекса ГИС (СП, ГМ, ГМ-С) для учета изменений A_{μ} в переделах коллектора.

7.6. ИМПУЛЬСНЫЕ НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ

Импульсные нейтронные методы (ИНМ) широко применяются при изучении коллекторов нефти и газа, их продуктивности, особенно в обсаженных скважинах. Скважинные измерения ИНМ позволяют определять такой важный параметр, как коэффициент нефтеотдачи, планировать мероприятия по интенсификации разработки месторождений на поздней стадии эксплуатации. Однако количественное определение коэффициента нефтегазонасыщенности неоднородных полиминеральных глинистых коллекторов встречает принципиальные трудности.

Макроскопическое сечение поглощения Σ_a тепловых нейтронов (или связанные с ним время жизни τ тепловых нейтронов и декремент λ) является интерпретационным параметром ИНМ, позволяющим количественно определять первичную, текущую и остаточную нефтегазонасыщенность коллекторов в открытом стволе и в обсаженных скважинах. Необходимым условием успешного решения этих и других задач является знание величины Σ_a для твердой фазы породы и пластовых флюидов. Применяемые петрофизические модели ИНМ требуют учета пористости и глинистости.

Во многих странах в течение последних 30-ти лет проблеме экспериментального определения Σ_a в лабораторных условиях непосредственно на образцах керна, шлама и пластовых флюидов уделялось большое внимание. Для решения этой проблемы предложены специальные методы как с управляемыми (генераторы нейтронов, ядерные реакторы, нейтронные размножители), так и с неуправляемыми (стационарные изотопные) источниками нейтронов. Общими недостатками этих методов являются низкая производительность, трудоемкость и большие временные затраты, нетранспортабельность измерительных установок, необходимость использования больших объемов изучаемых образцов.

Чтобы устранить это препятствие на пути развития ИНМ, повышения точности и надежности результатов петрофизической интерпретации данных, необходимо научиться определять настроочные параметры алгоритмов непосредственно по результатам скважинных измерений.

На каждом кванте глубины залегания коллектора для каждого зонда двухзондового прибора ИНМ мы имеем два уравнения (две петрофизические модели), – соответственно для коэффициента диффузии (или связанного с ним функционала) и декремента затухания. Ниже показано, что первое уравнение определяет петрофизический инвариант Ψ (т.е. нормированную эффективную пористость), после чего второе – коэффициент нефтенасыщенности.

На рис. 7.6.1 показан пример сопоставления времен жизни тепловых нейтронов с пористостью в коллекторах различных литотипов месторождений Узень и Жетыбай по А.В. Авдеевой и Д.М. Сребродольскому [4, 91]. Эти зависимости отражают смену минерального состава матрицы с одновременным изменением полной водоудер-

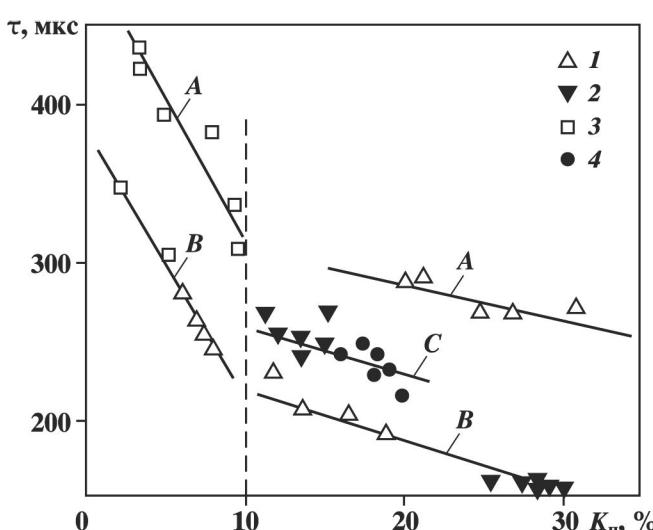


Рис. 7.6.1. Сопоставление времен жизни тепловых нейтронов с пористостью водоносных и продуктивных пластов юрских и меловых отложений месторождений п-ва Мангышлак:

A – для отложений $J_2 + J_3$ месторождения Узень; B – для отложений Cr_1 месторождения Узень: 1 – песчаники «чистые»; 2 – песчаники алевритистые; 3 – алевриты; 4 – известковистые разности песчаных пород. C – для XII продуктивного горизонта (J_2) месторождения Жетыбай

живающей способности в районе $K_{\pi} = 10\%$ (условная граница неколлекторов и коллекторов). График иллюстрирует необходимость адаптивной настройки непосредственно на изучаемый коллектор по характеристическим параметрам ИНМ.

Характеристическим параметрам коллектора соответствуют следующие значения интерпретационных параметров:

- $\lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ – декремент полностью водонасыщенного коллектора при $K_{\pi} = M$;
- $\lambda(M; 1, C_{\text{об}})$ – декремент максимально нефтенасыщенного коллектора при $K_{\pi} = M$;
- $\lambda(\mu; C_{\text{об}})$ – декремент «вырожденного» коллектора, лишенного эффективной пористости ($K_{\pi} = \mu$) при максимальной глинистости.

Эти показания определяются не по посторонним «опорным» пластам, а по данным скважинных измерений в пределах самого изучаемого коллектора.

7.6.1. АЛГОРИТМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ПОРИСТОСТИ И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

Петрофизическими параметрами двухзондовых модификаций ИНМ являются время жизни τ и коэффициент диффузии D тепловых нейтронов, связанный с водородосодержанием породы-коллектора. В алгоритмах интерпретации обычно используются не эти, а обратные им величины, имеющие физический смысл соответствующих макросечений, – поглощения (декремент λ) и переноса \sum_{tr} . Обратный коэффициент диффузии D^{-1} и декремент λ являются аддитивными функциями объемных содержаний минеральных компонент. Для них строго определены петрофизические модели, которые совпадают с точностью до обозначений [91]:

$$\tau^{-1} = \lambda(K_{\pi} | K_{\text{н}_\text{эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) = \sum_i \lambda_i K_i = v \sum_i \sum_{ai} K_i, \quad (7.6.1)$$

$$D^{-1}(K_{\pi} | K_{\text{н}_\text{эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) = 3v \sum_{tr} = 3v [\sum_s (1 - \cos \theta) + \sum_a] = \sum_i D_i^{-1} K_i \quad (7.6.2)$$

(при сильном поглощении коэффициент диффузии теряет физический смысл, а теория диффузии – свою применимость). Здесь использованы общепринятые обозначения [91]. Суммирование распространено на все минеральные компоненты коллектора (матрица, глинистый цемент или нерастворимый остаток, вода подвижная и остаточная, подвижная нефть) с соответствующими объемными содержаниями K_i , так что

$$\sum_i K_i = 1. \quad (7.6.3)$$

Строго говоря, определяемый по данным временного анализа декремент λ не совпадает с обратным временем жизни тепловых нейтронов в пласте. Величина τ – объективная петрофизическая характеристика, не зависящая от условий измерений. Но регистрируемые на больших временах задержки тепловые нейтроны проходят через слой жидкости, окружающей прибор, и прочный корпус последнего. В силу условия информативности ИНМ (слабое поглощение тепловых нейтронов в пласте и сильное поглощение в скважине):

$$\sum_{a \text{ скв.}} \gg \sum_{a \text{ пласта}},$$

величина декремента отличается от τ^{-1} . Однако свойство аддитивности модели (7.6.1) сохраняется и для декрементов, хотя расчетный способ учета настроенных параметров уже содержит погрешность (вследствие дефицита информации об элементном составе минеральных компонент). Именно адаптивная настройка позволяет исключить источники этих погрешностей.

Из линейности модели (7.6.2) следует:

$$D^{-1}(K_{\pi} | K_{\text{н}_\text{эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) = D^{-1}(\mu; C_{\text{об}}) + (K_{\pi} - \mu) [D^{-1}(M; K_{\text{н}_\text{эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - D^{-1}(\mu; C_{\text{об}})] / (M - \mu). \quad (7.6.4)$$

Отсюда петрофизический инвариант определяется выражением

$$\Psi = [D^{-1}(K_{\pi} | K_{\text{н}_\text{эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - D^{-1}(\mu; C_{\text{об}})] / [D^{-1}(M; K_{\text{н}_\text{эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - D^{-1}(\mu; C_{\text{об}})]. \quad (7.6.5)$$

Для декремента затухания справедливы аналогичные свойства и выражения с заменой D^{-1} на λ .

Условием применимости односкоростной теории диффузии, лежащей в основе вывода алгоритмов

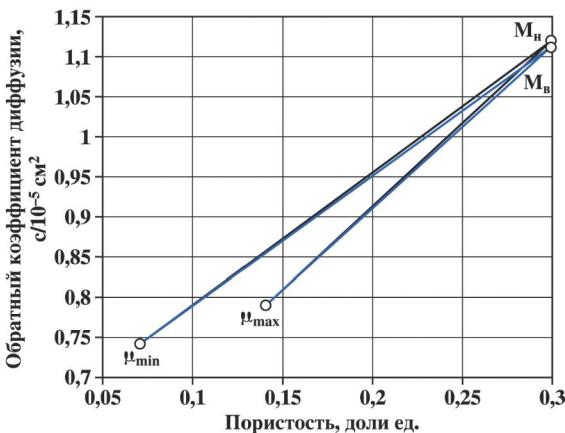


Рис. 7.6.2. Расчетные зависимости обратного коэффициента диффузии от пористости при различном насыщении коллектора для двух значений полной водоудерживающей способности μ . Синие линии – вода, черные – нефть

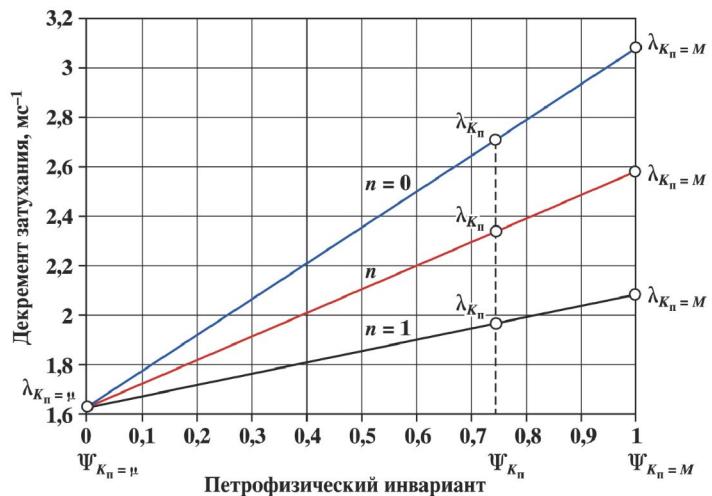


Рис. 7.6.3. Декремент затухания λ как функция петрофизического инварианта при различном насыщении коллектора. Синяя линия – вода, черная – нефть, красная – вода и нефть

интерпретации данных ИНМ, является малость сечения поглощения по сравнению с сечением рассения:

$$\Sigma_s \gg \Sigma_a,$$

что означает очень слабую зависимость коэффициента диффузии D от минерализаций $C_{\text{ов}}$ и $C_{\text{в}}$, но сильную зависимость от водородосодержания. На этом основано определение пористости по данным двухзондового ИНМ, для чего можно воспользоваться также известным функционалом от показаний, минуя расчет D [166]. Но из выражения (7.6.5) следует существенно более сильный результат, – а именно: алгоритм определения петрофизического инварианта Ψ , – т.е. эффективной пористости. Настроочными параметрами алгоритма являются величины $D(\mu)$ и $D(M)$. Эти параметры и соответствующие им расчетные зависимости обратного коэффициента диффузии от пористости при различном насыщении коллектора для двух значений полной водоудерживающей способности μ показаны на рис. 7.6.2. Величина $D(\mu; C_{\text{ов}})$ не зависит от свойств подвижного флюида, так как подвижный флюид при $K_n = \mu$ отсутствует, и все емкостное пространство занято остаточной водой. Величина $D(M; K_n, C_{\text{ов}}, C_{\text{в}})$ не зависит от состава и свойств глинистого цемента, поскольку при $K_n = M$ коллектор его не содержит (см. рис. 7.6.2).

По величине Ψ находится эффективная пористость. Найденная по показаниям двухзондового прибора величина Ψ далее используется для расчета нефтенасыщенности по декременту λ .

По показаниям однозондового прибора также можно определить нефтенасыщенность, если воспользоваться методиками нахождения Ψ по показаниям других методов ГИС (ГМ, ГМ-С или СП, и др.).

Подчеркнем, что величина петрофизического инварианта Ψ для заданного значения пористости не зависит от нефтенасыщенности коллектора, так как Ψ однозначно определяется нормированной относительной глинистостью. На рис. 7.6.3 (декремент Ψ как функция петрофизического инварианта) этот вывод иллюстрируют точки на вертикальной линии $\Psi_{K_n} = \mu$. Это справедливо, если в пределах исследуемого коллектора минерализации подвижной и остаточной воды не изменяются.

Из петрофизической модели λ (7.6.1) для полностью водонасыщенного коллектора следует:

$$\lambda(K_n | 0, C_{\text{ов}}, C_{\text{в}}) = \lambda_M(1 - M) + \lambda_{\text{п}}(M - K_n) + \lambda_{\text{ов}} K_n K_{\text{в}} + \lambda_{\text{в}} K_n - \lambda_{\text{в}} K_n K_{\text{в}}, \quad (7.6.6)$$

где $\lambda(K_n | 0, C_{\text{ов}}, C_{\text{в}})$ – текущий декремент; λ_M , $\lambda_{\text{п}}$, $\lambda_{\text{ов}}$, $\lambda_{\text{в}}$ – соответственно декременты матрицы, цемента, остаточной (связанной) и подвижной воды, соответственно. Параметр $\lambda_{\text{ов}}$ определяется минерализацией остаточной воды ($C_{\text{ов}}$); $\lambda_{\text{в}}$ – минерализацией пластовой воды ($C_{\text{в}}$). При вытеснении пластовой воды из прискважинной зоны фильтратом промывочной жидкости декремент λ_{ϕ} определяется минерализацией фильтрата (C_{ϕ}).

Для нефтенасыщенного коллектора

$$\lambda(K_{\text{п}}|K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) = \lambda_M(1 - M) + \lambda_{\text{п}}(M - K_{\text{п}}) + \lambda_{\text{об}}K_{\text{п}}K_{\text{в}} + \lambda_{\text{н}}K_{\text{п}}K_{\text{н}} + \lambda_{\text{в}}K_{\text{п}} - \lambda_{\text{в}}K_{\text{п}}K_{\text{об}} - \lambda_{\text{н}}K_{\text{п}}K_{\text{н}}. \quad (7.6.7)$$

Как показано выше (рис. 7.6.3), значения петрофизического инварианта Ψ совпадают для фиксированного значения пористости при различном насыщении:

$$\Psi(K_{\text{н эф}} = 0) = \Psi(K_{\text{н эф}}) = \Psi(K_{\text{н эф}} = 1), \quad (7.6.8)$$

при этом

$$\begin{aligned} \Psi &= [\lambda(K_{\text{п}}|0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(\mu; C_{\text{об}})] / [\lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(\mu; C_{\text{об}})] = \\ &= [\lambda(K_{\text{п}}|K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(\mu; C_{\text{об}})] / [\lambda(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(\mu; C_{\text{об}})]. \end{aligned} \quad (7.6.9)$$

Вычитая (7.6.7) из (7.6.6), получаем известное соотношение для определения $K_{\text{н}}$:

$$K_{\text{н}} = K_{\text{п}}^{-1} [\lambda(K_{\text{п}}|0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(K_{\text{п}}|K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})] / (\lambda_{\text{в}} - \lambda_{\text{н}}). \quad (7.6.10)$$

Выражение (7.6.10) преобразуется в следующее соотношение для определения доли нефти (или газа) в объеме эффективной пористости:

$$K_{\text{н эф}} = K_{\text{п эф}}^{-1} [\lambda(K_{\text{п}}|K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(K_{\text{п}}|0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})] / (\lambda_{\text{н}} - \lambda_{\text{в}}). \quad (7.6.11)$$

Выражения (7.6.10) и (7.6.11) содержат три неизвестных настроенных параметра, с погрешностями определения которых связаны основные неопределенности современной интерпретации данных ИНМ:

- 1) декремент водонасыщенного коллектора $\lambda(K_{\text{п}}|0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ обычно оценивают путем расчетов по макросечениям компонент породы;
- 2) декремент пластовой воды (или смеси воды с фильтратом) $\lambda_{\text{в}}$ зависит от минерализации, что также обуславливает дополнительную погрешность задания этого параметра [79];
- 3) декремент пластовой нефти $\lambda_{\text{н}}$ зависит от ее состава, плотности и газового фактора.

Адаптивный подход позволяет настраивать интерпретационные алгоритмы на параметры, определяемые по показаниям, зарегистрированным в условиях естественного залегания, и соответствующим вышеуказанным характеристикам коллектора. Для этой цели используется зависимость декремента от величины петрофизического инварианта, определенного по коэффициенту диффузии (см. рис. 7.6.3) или другому методу ГИС. Искомые параметры рассчитываются по аналитическим выражениям, вытекающим из геометрических построений этого рисунка.

Выражение (7.6.9) можно преобразовать к виду:

$$\Psi = [\lambda(K_{\text{п}}|K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(K_{\text{п}}|0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})] / [\lambda(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})]. \quad (7.6.12)$$

Для неглинистого коллектора ($K_{\text{п}} = M$)

$$K_{\text{н эф}} = [\lambda(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})] / (M - \mu_0)(\lambda_{\text{н}} - \lambda_{\text{в}}), \quad (7.6.13)$$

или, исключая необходимость задания декрементов пластовых флюидов, имеем

$$K_{\text{н эф}} = [\lambda(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})] / [\lambda(M; 1, C_{\text{об}}) - \lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})]. \quad (7.6.14)$$

Подставляя (7.6.14) в (7.6.12), получаем следующий **результатирующий алгоритм** для определения доли нефти в объеме эффективной пористости:

$$K_{\text{н эф}} = \Psi^{-1} [\lambda(K_{\text{п}}|K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) - \lambda(K_{\text{п}}|0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})] / [\lambda(M; 1, C_{\text{об}}) - \lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})], \quad (7.6.15)$$

$$\begin{aligned} \lambda(K_{\text{п}}|0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}}) &= \lambda(\mu; C_{\text{об}}) - [\lambda(\mu; C_{\text{об}}) - \\ &- \lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})][\lambda(\mu; C_{\text{об}}) - \lambda(K_{\text{п}}|K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})] / [\lambda(\mu; C_{\text{об}}) - \lambda(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})]. \end{aligned} \quad (7.6.16)$$

В (7.6.15) и (7.6.16) величина $\lambda(K_{\text{п}}|K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ находится в результате временного анализа кривой затухания импульса тепловых нейтронов. С помощью адаптивной настройки определяются декременты, соответствующие характеристическим параметрам коллектора: декремент $\lambda(\mu; C_{\text{об}})$, декремент водонасыщенного $\lambda(M; 0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$, декремент $\lambda(M; K_{\text{н эф}}, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ частично и декремент $\lambda(M; 1, C_{\text{об}})$ предельно нефтенасыщенного неглинистого коллектора. Величина $\lambda(K_{\text{п}}|0, C_{\text{об}}, C_{\text{в}})$ вычисляется по (7.6.16).

Иллюстрациями используемых при настройке закономерностей служат рис. 7.6.4 и рис. 7.6.5. На рис. 7.6.4 показаны расчетные зависимости декремента затухания от пористости при фиксированной пористости матрицы M и различных значениях полной водоудерживающей способности коллектора. Различие минерального состава цемента породы обуславливает изменение полной водоудерживающей

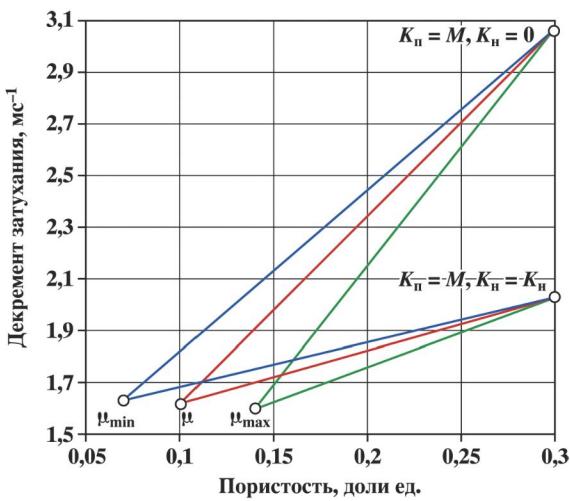


Рис. 7.6.4. Расчетные зависимости декремента затухания от пористости при фиксированной пористости матрицы M и различных значениях полной водоудерживающей способности коллектора. Показаны зависимости $\lambda(K_n)$ для полностью водонасыщенного и предельно нефтенасыщенного коллектора

способности коллектора μ . На рис. 7.6.4 зависимость для μ_{\min} соответствует каолиниту, для μ_{\max} — монтмориллониту. Модельные (теоретические) значения $\lambda(\mu; C_{\text{об}})$ для трех значений μ сдвинуты относительно оси пористости. При различном насыщении ($K_n = 0$ и $K_n = K_n \text{ пред}$) зависимости сходятся при $K_n = M$, т.е. при отсутствии цемента.

На рис. 7.6.5 показаны расчетные зависимости декремента затухания от пористости при фиксированной полной водоудерживающей способности коллектора и различных значениях пористости матрицы M . С изменением пористости матрицы наблюдается и изменение декремента $\lambda(\mu; C_{\text{об}})$.

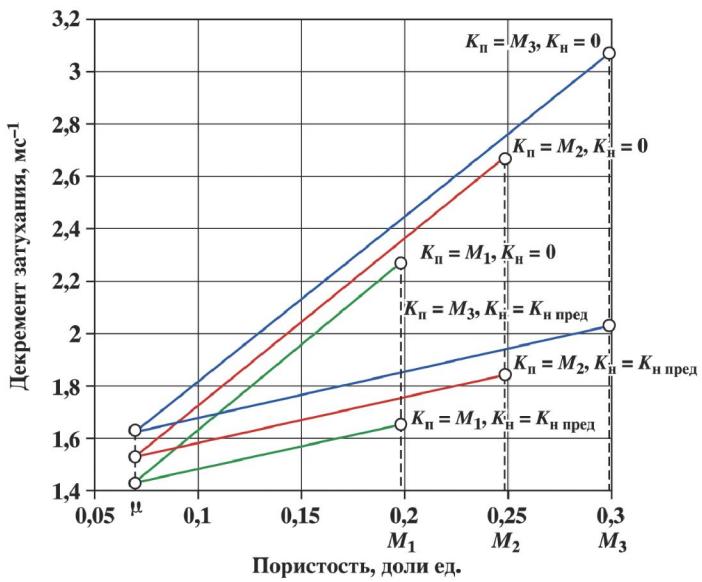


Рис. 7.6.5. Расчетные зависимости декремента затухания от пористости при фиксированной полной водоудерживающей способности коллектора и различных значениях пористости матрицы M . Показаны зависимости $\lambda(K_n)$ для полностью водонасыщенного и предельно нефтенасыщенного коллектора

7.7. АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОД

Акустические методы (АМ) широко применяются при изучении коллекторов нефти и газа, их продуктивности, в том числе и в обсаженных скважинах. Однако количественное определение коэффициента нефтегазонасыщенности неоднородных полиминеральных глинистых коллекторов встречает принципиальные трудности.

Интерпретация АМ требует учета глинистости и свойств флюидов, задания соответствующих петрофизических характеристик матрицы (при заранее не известном составе ее минеральных компонент), цемента породы и насыщающих флюидов.

Неопределенность задания большого числа параметров снижает точность окончательного результата, кроме того, определение некоторых характеристик весьма затруднительно. Это относится к акустическим характеристикам матрицы коллектора, цемента (глинистости) и насыщающих флюидов.

7.7.1. АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СТАНДАРТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

Петрофизическими параметром стандартного акустического метода является величина обратная скорости распространения упругой волны в породе, которую принято называть интервальным временем (ΔT).

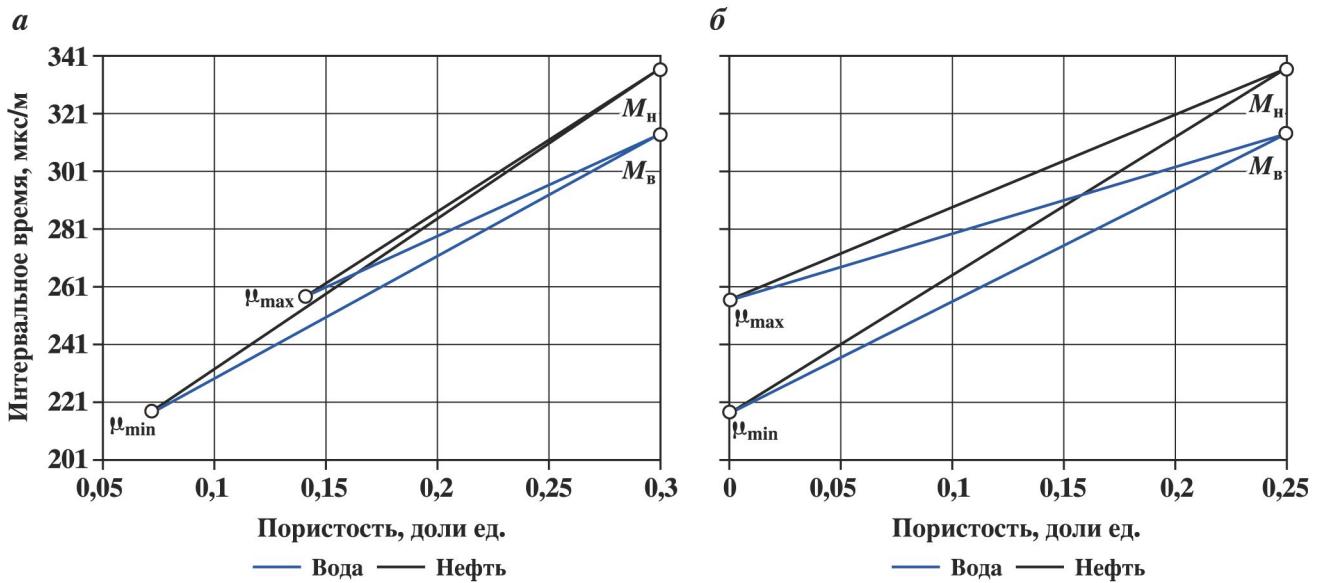


Рис. 7.7.1. Интервальные времена как функции открытой (а) и эффективной (б) пористостей для водо- и нефтенасыщенных коллекторов с преимущественно каолинитовым (μ_{\min}) и монтмориллонитовым (μ_{\max}) цементами

В основу петрофизических моделей метода положены линейные зависимости между интервальным временем и пористостью. В.Н. Дахновым было предложено уравнение степенной связи, включающее показатели степени, зависящие от структуры и глинистости коллектора. Наиболее распространенным является полуэмпирическое уравнение среднего времени

$$\Delta T(K_{\text{п}} | \sigma_{\text{п}}) = \sum_i \Delta T_i K_i, \quad \sum_i K_i = 1. \quad (7.7.1)$$

Суммирование распространено на все минеральные компоненты коллектора (матрица, глинистый цемент или нерастворимый остаток, вода, нефть) с соответствующими объемными содержаниями K_i .

На рис. 7.7.1, а показаны модельные зависимости $\Delta T(K_{\text{п}} | \sigma_{\text{п}})$ от пористости для водонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов. На рис. 7.7.1, б показаны зависимости $\Delta T(K_{\text{п}})$ от эффективной пористости. Для моделирования зависимости, соответствующей минимальной водоудерживающей способности в качестве минерала цемента задан каолинит, для максимальной – монтмориллонит.

Петрофизическая модель интервального времени может быть записана аналогично модели объемной плотности путем введения значений интервального времени, соответствующих характеристическим параметрам модели коллектора:

$$\Delta T(K_{\text{п}} | K_{\text{н эф}}) = \Delta T(\mu) + (K_{\text{п}} - \mu) [\Delta T(M; K_{\text{н эф}}) - \Delta T(\mu)] / (M - \mu), \quad (7.7.2)$$

где $\Delta T(M; K_{\text{н эф}})$ – интервальное время при $K_{\text{п}} = M$ и $\Delta T(\mu)$ – интервальное время в «вырожденном» коллекторе, лишенном эффективной пористости ($K_{\text{п}} = \mu$) при максимальной глинистости.

Отсюда петрофизический инвариант определяется выражением:

$$\Psi = [\Delta T(K_{\text{п}} | K_{\text{н эф}}) - \Delta T(\mu)] / [\Delta T(M; K_{\text{н эф}}) - \Delta T(\mu)]. \quad (7.7.3)$$

Радиус исследования стандартного акустического метода составляет 20–25 см, т.е. находится в зоне проникновения фильтрата бурого раствора. В случае нефтенасыщенного коллектора стандартная процедура интерпретации требует внесения поправки за остаточную нефтенасыщенность. Адаптивная настройка (7.7.3) свободна от этих трудностей, так как влияние остаточной нефтенасыщенности учитывается автоматически.

7.7.2. АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ВОЛНОВОГО АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

В волновом акустическом методе осуществляется регистрация волн различных типов – продольных, поперечных, Лэмба–Стоунли и вторичного происхождения (отраженных, дифрагированных, об-

менных). В аппаратуре ВАК предусмотрено получение в аналоговой форме кинематических и динамических параметров основных видов упругих волн (P, S, L-St), а также фазокорреляционных диаграмм (ФКД) и волновых картин (ВК).

Упругие характеристики коллекторов, в частности объемная сжимаемость, изменяются в зависимости от степени глинизации и характера их насыщения. Взаимосвязь упругих компонент нефтоводонасыщенного коллектора – скелета породы, материала твердой фазы и насыщающих флюидов со скоростью продольных и поперечных волн описывается известной моделью М. Био и Ф. Гассмана, модифицированной В.М. Добрыниным применительно к задачам изучения петрофизических свойств коллекторов.

Коэффициент сжимаемости породы можно определить по известной величине скорости распространения упругой продольной, поперечной волны или интервального времени ΔT . Связь интервального времени продольной волны и коэффициентов сжимаемости породы описывается следующим выражением:

$$\beta = \frac{3(1-\nu)}{\delta_n(1+\nu)} \Delta T_n^2. \quad (7.7.4)$$

Входящий в уравнение (7.7.4) коэффициент Пуассона ν определяют через скорости или интервальные времена распространения продольных и поперечных волн:

$$\nu = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta T_S^2 - 2T_P^2}{\Delta T_S^2 - 2T_P^2} \right]. \quad (7.7.5)$$

Таким образом, используя величины интервальных времен Δt_P и Δt_S , получаемых в результате обработки ВАК, а также информацию о плотности коллектора, рассчитывают полную объемную динамическую сжимаемость насыщенного коллектора

$$\beta = \frac{1}{\delta_n} \left[\frac{3\Delta T_P^2 \Delta T_S^2}{3\Delta T_S^2 - 4\Delta T_P^2} \right]. \quad (7.7.6)$$

Уравнение для коэффициента объемной сжимаемости пористых тел имеет вид:

$$\beta = \alpha \beta_n K_n + \beta_{tv}, \quad (7.7.7)$$

где α – коэффициент упругой связи фаз.

Принимая, согласно (7.7.7), что связь объемной сжимаемости с пористостью линейна, получаем возможность использовать для определения петрофизического инварианта подход, аналогичный стандартному акустическому методу:

$$\Psi = [\beta(K_n | K_{n \text{ эф}}) - \beta(\mu)] / [\beta(M; K_{n \text{ эф}}) - \beta(\mu)]. \quad (7.7.8)$$

Определение характера насыщенности коллекторов по данным АМ основано на высокой чувствительность динамических параметров упругих волн к насыщению пород водой, нефтью или газом, особенно в случае сложного состава заполнителя емкостного пространства, кроме того, метод применим как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах.

Перспективной разработкой в этой области является предложенная коллективом авторов (В.М. Добрынин, А.В. Городнов, В.Н. Черноглазов на кафедре ГИС ГАНГ им. И.М. Губкина) методика определения насыщенности коллекторов по данным АКШ. Методика основана на получении индекса динамической сжимаемости (ИДС), характеризующегося соотношением сжимаемостей минералов, пор и флюидов. По измеренным в скважине величинам β в нефтеносном β_{nn} и водоносном β_{vv} пластах определение K_n проводится по связи ИДС с водонасыщенностью пласта. Индекс насыщенности, являющийся аналогом параметра насыщенности в электрических методах, – безразмерный параметр, характеризующий соотношение сжимаемостей минералов, пор породы, нефти, воды и газа. Для его определения необходимо знать скорости (интервальные времена) продольных и поперечных волн, пористость, плотность изучаемых отложений и глинистость.

Теоретическая возможность альтернативного решения этой задачи можно обосновать на основании петрофизической инвариантности коллекторов с различным насыщением.

Нами было показано, что значения петрофизического инварианта Ψ совпадают для фиксированного значения пористости при различном насыщении:

$$\Psi(K_{\text{н.эф}} = 0) = \Psi(K_{\text{н.эф}}) = \Psi(K_{\text{н.эф}} = 1); \quad (7.7.9)$$

при этом

$$\begin{aligned} \Psi &= [\beta(K_{\text{п}}|0) - \beta(\mu)] / [\beta(M; 0) - \beta(\mu)] = \\ &= [\beta(K_{\text{п}}|K_{\text{н.эф}}) - \beta(\mu)] / [\beta(M; K_{\text{н.эф}}) - \beta(\mu)]. \end{aligned} \quad (7.7.10)$$

Выражение (10) можно преобразовать к виду:

$$\Psi = [\beta(K_{\text{п}}|K_{\text{н.эф}}) - \lambda(K_{\text{п}}|0)] / [\beta(M; K_{\text{н.эф}}) - \beta(M; 0)]. \quad (7.7.11)$$

Если допустить линейную связь сжимаемости с петрофизическим инвариантом для неглинистых коллекторов с различным насыщением, доля нефти или газа в объеме эффективной пористости определяется простым соотношением

$$K_{\text{н.эф}} = [\beta(M; K_{\text{н.эф}}) - \beta(M; 0)] / [\beta(M; 1) - \beta(M; 0)], \quad (7.7.12)$$

$$K_{\text{нг}} = K_{\text{н.эф}} (1 - K_{\text{в.о}}).$$

Подставляя (7.7.11) в (7.7.12), получаем следующий *результатирующий алгоритм* для определения доли нефти в объеме эффективной пористости:

$$K_{\text{н.эф}} = \Psi^{-1} [\beta(K_{\text{п}}|K_{\text{н.эф}}) - \beta(K_{\text{п}}|0)] / [\beta(M; 1) - \beta(M; 0)]. \quad (7.7.13)$$

К алгоритму (7.7.13) применяется адаптивная настройка. Она состоит в нахождении сжимаемостей, соответствующих характеристическим параметрам коллектора: сжимаемости $\beta(K_{\text{п}}|0)$, сжимаемости водонасыщенного $\beta(M; 0)$ и сжимаемости предельно нефтенасыщенного неглинистого коллектора $\beta(M; 1)$. Эта задача решается путем адаптивной настройки параметров $\beta(\mu)$ и $\beta(M; K_{\text{н.эф}})$. Сжимаемость водонасыщенного коллектора вычисляется по формуле

$$\beta(K_{\text{п}}|0) = \beta(\mu) - [\beta(\mu) - \beta(M; 0)][\beta(\mu) - \beta(K_{\text{п}}|K_{\text{н.эф}})] / [\beta(\mu) - \beta(M; K_{\text{н.эф}})]. \quad (7.7.14)$$

Этот вывод позволяет в полной мере реализовать принцип адаптивности, так как для настройки интерпретационных моделей не требуется точное задание сжимаемости компонент породы, и могут быть использованы реально зарегистрированные данные.

Технология интерпретации данных ГИС, основанная на методологических принципах петрофизической инвариантности и адаптивности, и нацеленная на количественное определение эффективной пористости по данным ГИС (*до появления наших работ считалось, что это доступно только методу ядерно-магнитного резонанса*), обрела последователей (например, [1–3, 5, 116, 136, 148]), получивших убедительные положительные результаты.

ГЛАВА 8

КОМПЛЕКСНАЯ АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС*

8.1. СТРУКТУРА АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ КОМПЛЕКСА ГИС

На эмпирическом или «палеточном» («кросс-плоттинг») уровне интерпретации данных ГИС петрофизические и интерпретационные зависимости строятся по статистическим сопоставлениям типа «керн–керн» и «керн–ГИС». Алгоритмы интерпретации имеют вид полиномиальных трендов с эмпирическими коэффициентами (рис. 8.1.1).

Для перехода от эмпирического уровня интерпретации на адаптивный алгоритмический уровень необходимо иметь петрофизические модели, позволяющие предсказывать результат по ограниченной априорной информации.

Это «интерактивная петрофизика» и «интерактивная интерпретация»: в процессе моделирования выявляются характеристические параметры коллектора, для которых определяются соответствующие показания методов ГИС, на которые (вместо «опорных» пластов) настраиваются алгоритмы адаптивной интерпретации.

Принципиальные позиции адаптивной технологии представлены на рис. 8.1.2.

Петрофизическое моделирование проводится по данным керновых исследований или путем привлечения априорной петрофизической информации по объекту моделирования – при дефиците или отсутствии керновых данных определяются характеристические параметры коллекторов, по которым проходит настройка теоретически обоснованных алгоритмов интерпретации.

Вторая ветвь включает процедуры с использованием данных ГИС. На первом этапе осуществляется однometодная интерпретация: переход от показаний прибора к петрофизическим параметрам, например, от скоростей счета зондов ГГМ к объемной плотности породы (ГГМ), от показаний ГМ к урановому эквиваленту и т.д. Затем определяются характеристические параметры коллекторов, но уже по данным ГИС (попарные сопоставления петрофизических параметров каждого метода). На последнем этапе определяются ФЕС неоднородных полиминеральных коллекторов. Полученные значения ФЕС передаются в геологическую модель.

Технология адаптивной интерпретации на основе петрофизической инвариантности содержит два этапа адаптации:

1) адаптация к условиям измерений конкретной аппаратурой в данных геотехнологических условиях;

2) адаптация к свойствам коллектора в условиях естественного залегания.

На первом этапе необходим учет метрологии, учет влияния скважины и ее конструкции, свойств промежуточной зоны, и т.п. «Поправочная» технология требует стандартизации аппаратуры, в то время как в адаптивной технологии «стандартизуются» результаты интерпретации, которые не зависят от метрологических особенностей аппаратуры. Эти результаты объективно характеризуют свойства коллектора (оказываются «стандартными») независимо от нестандартности аппаратуры. Алгоритмы универсальны для любого типа аппаратуры, в отличие от «поправочной» технологии.

На втором этапе, при адаптации к свойствам коллектора, нет необходимости априорного задания объемных содержаний минеральных компонент и их петрофизических характеристик. Последние не остаются неизменными в литогеохимических процессах, сопровождающихся вторичными преобразованиями

*При участии И.С. Дешененкова.

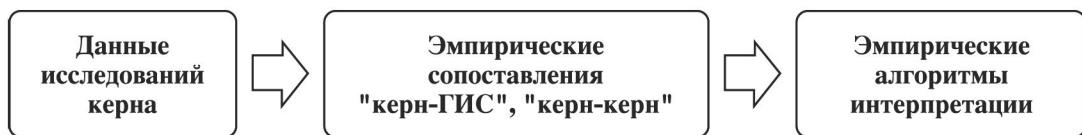


Рис. 8.1.1. Структура поправочной интерпретации данных ГИС



Рис. 8.1.2. Структура адаптивной интерпретации данных ГИС

ми минералов при изменениях гидрохимической обстановки. Используются не «опорные» пласти (которых может не быть), а характеристические параметры коллектора. По данным комплекса ГИС выявляются интервалы, соответствующие минимальной и максимальной цементации емкостного пространства.

В табл. 8.1 приведены принципиальные отличия поправочной и адаптивной технологий интерпретации данных ГИС по отдельным компонентам технологий.

Таблица 8.1

Принципиальные отличия поправочной и адаптивной технологий интерпретации данных ГИС

Компоненты технологии	Поправочная технология	Адаптивная технология	Примечания
Петрофизическое обеспечение «Опорные» пласти	Эмпирические сопоставления или приближенно заданные характеристики минеральных компонент Требуются	Характеристические параметры коллектора, контролируемые по данным комплекса ГИС Не требуются	ФЕС коллектора определяются количественно в условиях дефицита априорной петрофизической информации В геологическом разрезе могут отсутствовать
Метрологическое обеспечение	Определение параметров эмпирических алгоритмов	Определение физических характеристик – параметров настройки алгоритмов	Имеет значение фактор сокращения временных и трудовых затрат при создании метрологического обеспечения
Стандартизация аппаратуры Интерпретационно-алгоритмическое обеспечение	Требуется	Не требуется	Стандартизация трудно или практически недостижима Фактор универсальности учета условий измерений
Контроль качества результатов интерпретации	Специальная палетка или эмпирический алгоритм для каждого типа аппаратуры, который предполагается стандартным Оценка погрешностей не формализуется	Универсальный алгоритм, настраиваемый на метрологические характеристики конкретной аппаратуры	Результирующие погрешности накапливаются и передаются в параметры геомодели

8.2. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ МЕТОДОВ ГИС

Интерпретационные параметры АМ, ГМ, ГГМ и ННМ-2 – аддитивные функции объемных содержаний минеральных компонент. Для них строго определены петрофизические модели:

$$\Re(K_{\text{п}}; \Re_{\text{п}}) = \sum_i \Re_i K_i, \quad \sum_i K_i = 1. \quad (8.2.1)$$

Здесь \Re – интерпретационный параметр соответствующего метода.

Суммирование распространено на все минеральные компоненты коллектора (матрица, глинистый цемент или нерастворимый остаток, вода подвижная и остаточная) с соответствующими объемными содержаниями K_i , так что сумма K_i равна единице («материалный баланс»).

Отсюда выражение для определения $K_{\text{п эф}}$ имеет вид:

$$K_{\text{п эф}} = K_{\text{п}}(1 - K_{\text{вс}}) = \frac{\Re_{\text{п}} - \Re_M(1 - M) - \Re_{\text{ц}}M}{\Re_{\text{вс}}K_{\text{вс}} - \Re_{\text{п}} + \Re_{\text{фл}}(1 - K_{\text{вс}})}(1 - K_{\text{вс}}). \quad (8.2.2)$$

Применение традиционных интерпретационных моделей ГИС осложняется тем, что свойства компонент коллектора априори неизвестны и не являются постоянными (константами) на каждом кванте глубины исследования. Например, плотность, водородосодержание и акустические свойства цемента могут существенно меняться от кровли к подошве пласта. Этот фактор принципиально осложняет определение объемных содержаний компонент коллектора, т.е. решение обратной задачи как системы алгебраических уравнений.

Именно для преодоления этих трудностей нами разработана адаптивная интерпретация данных ГИС.

Достоинством адаптивных моделей методов ГИС является явное выражение решений обратных задач через параметры, характеризующие совокупность петрофизических характеристик изучаемого объекта и технических условий измерений, включая метрологические характеристики информационно-измерительных систем. Это обстоятельство позволяет определять результирующую погрешность искомого (искомых) петрофизического параметра(ов), исходя из неопределенности задания входных параметров. Изучаются также парциальные погрешности, обусловленные отдельными частными источниками погрешностей.

Безразмерным интерпретационным параметром адаптивной технологии является петрофизический инвариант Ψ :

$$K_{\text{п эф}} = \Psi K_{\text{п эф}}^{\max} = \frac{\Re(K_{\text{п}}; \Re_{\text{п}}) - \Re(\mu; \Re_{\text{п}})}{\Re(M; \Re_M) - \Re(\mu; \Re_{\text{п}})}. \quad (8.2.3)$$

Приведенное выражение является алгоритмом определения эффективной пористости (в единицах петрофизического инварианта) по данным каждого метода ГИС. Настроичными параметрами алгоритма являются величины $\Re(\mu; \Re_{\text{п}})$ и $\Re(M; \Re_M)$. Алгоритм не требует априорного задания свойств компонент породы; параметры определяются адаптивно. С учетом максимальной эффективной пористости по величине Ψ рассчитывается эффективная пористость в абсолютных единицах.

Величина $\Re(\mu; \Re_{\text{п}})$ не зависит от свойств подвижного флюида, так как подвижный флюид при $K_{\text{п}} = \mu$ отсутствует, и все емкостное пространство занято остаточной водой. Величина $\Re(M; \Re_M)$ не зависит от состава и свойств глинистого цемента, поскольку при $K_{\text{п}} = M$ коллектор его не содержит.

8.3. ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКИЕ ЗНАЧЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МЕТОДОВ ГИС

Изменения индивидуальных свойств коллектора (его «образа» в многомерном конфигурационном пространстве) учитываются не изменением аналитической структуры моделей, а изменениями величин входящих в них синтетических характеристических параметров.

Петрофизическая модель коллектора (модель эффективной пористости) позволяет разделять коллекторы по величине водоудерживающей способности.

Количественное определение петрофизического инварианта по данным ГИС основано на соответствии характеристических значений интерпретационных параметров методов ГИС (в некоторых случаях совпадающих с петрофизическими) с характеристическими значениями петрофизической модели коллектора.

Обоснование практической реализации адаптивных алгоритмов определения эффективной пористости включает три последовательных этапа.

Во-первых, выясняется степень влияния изменений водоудерживающей способности коллектора, обусловленных изменениями свойств минеральных компонент породы (скелета, цемента и флюида), на

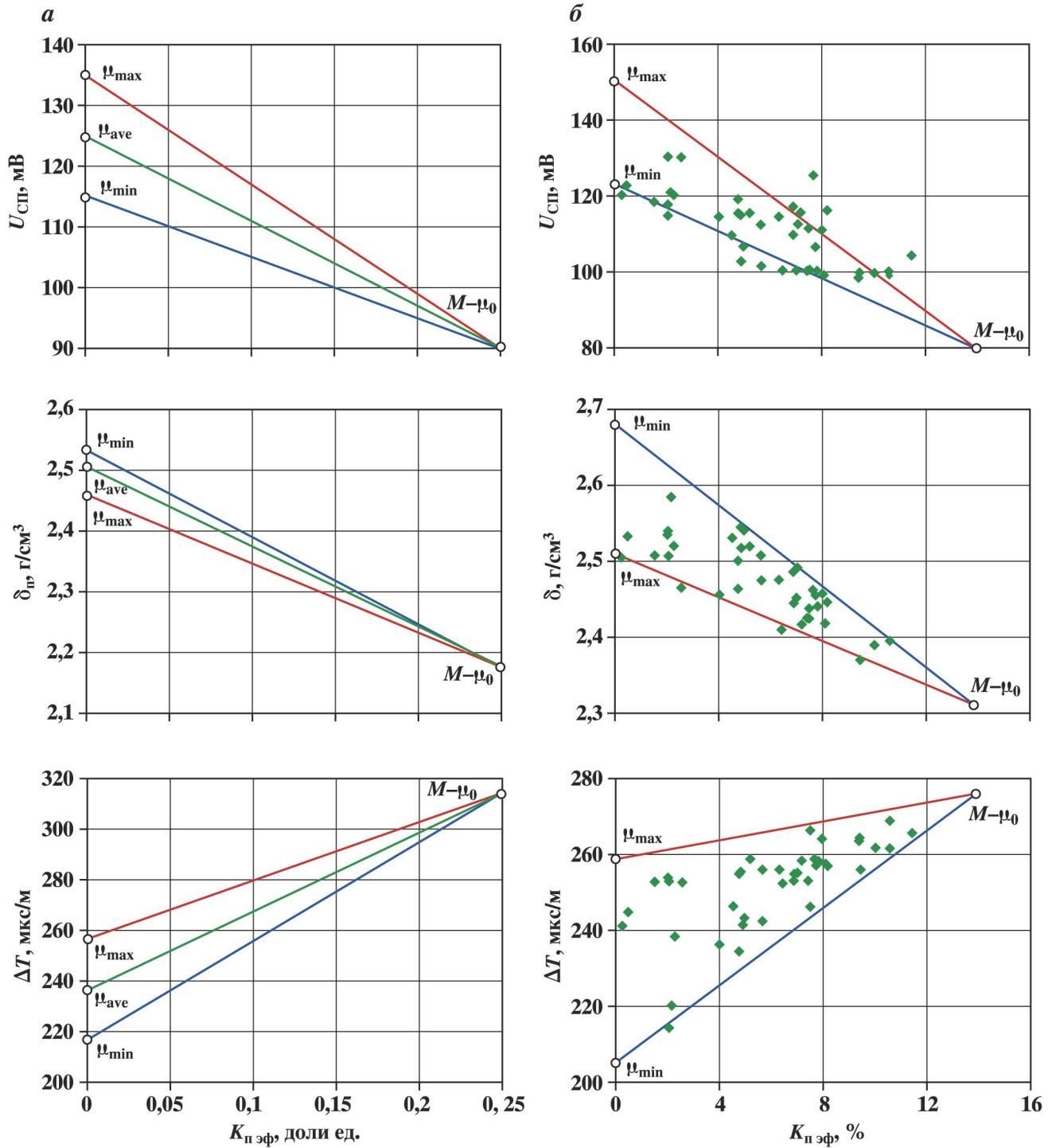


Рис. 8.3.1. Сопоставления петрофизических параметров методов ГИС с эффективной пористостью для нахождения их характеристических значений

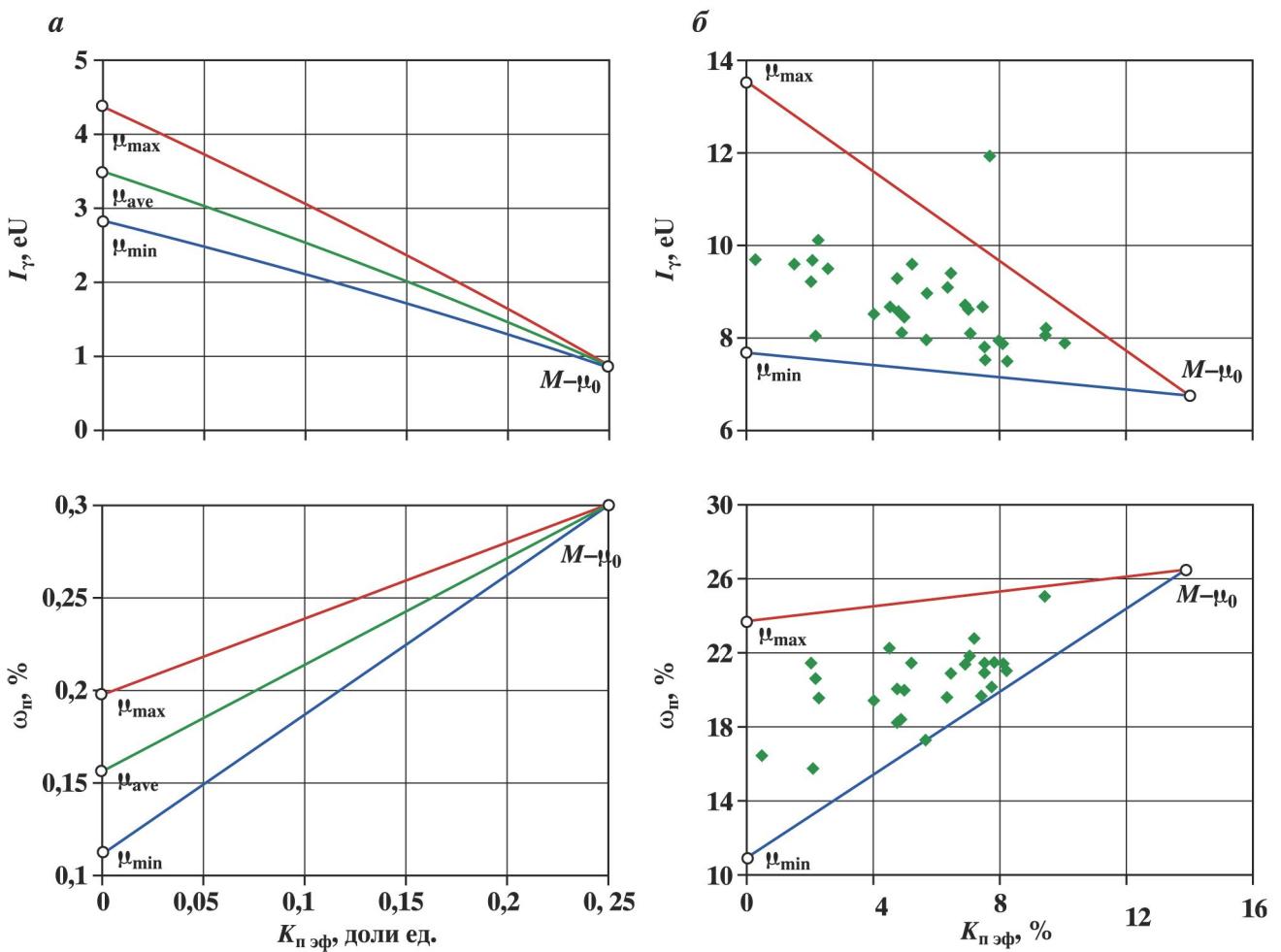


Рис. 8.31. Продолжение

графический образ теоретических петрофизических моделей методов ГИС. Для этого в процессе моделирования использовались традиционные петрофизические модели методов ГИС, основанные на аддитивности физических свойств минеральных компонент, взвешенных по их объемным содержаниям. Расчет соответствующих петрофизических моделей ГГМ, АМ, ННМ, ГМ и метода СП производился для трех различных минеральных составов цемента с разной водоудерживающей способностью (7 %, 10 %, 14 %) при фиксированной емкости матрицы M . На рис. 8.3.1, *а* в качестве примера приведены результаты, полученные для методов стандартного комплекса ГИС.

Во-вторых, интерпретационные параметры методов ГИС сопоставляются с результатами определений эффективной пористости по керну. Эти сопоставления (рис. 8.3.1, *б*) иллюстрируют принципиальное соответствие результатов теоретического моделирования фактическим данным керн-ГИС. Однако в теоретический расчет закладывались табличные значения петрофизических характеристик для некоего воображаемого (виртуального) коллектора, свойства которого, вообще говоря, не совпадают со свойствами изучаемого объекта. Это проявляется в несовпадении абсолютных значений указанных характеристик, так же, как и размеров полигонов, полученных по фактическим данным.

В-третьих, рассчитываются огибающие полей корреляции интерпретационного (петрофизического) параметра каждого метода ГИС с эффективной пористостью, соответствующие минимальной и максимальной водоудерживающей способности.

Для этого необходимо определить значения характеристических интерпретационных параметров при минимальной и максимальной эффективной пористости.

Определенные характеристические значения интерпретационных (петрофизических) параметров каждого метода показаны в табл. 8.2 для всех методов комплекса ГИС и на рис. 8.3.1, *б*.

Текущие интерпретационные (петрофизические) параметры (при текущем значении эффективной пористости) имеют вид:

Таблица 8.2

Характеристические значения петрофизических параметров

Петрофизический параметр*	АМ ΔT , мкс/м	ГГМ σ , г/см ³	2ННМ ω , %	ГМ I_g , еU	СП $\Delta U_{\text{СП}}$, мВ
$\Re(\mu_{\min}; \Re_{\text{п}})$	205	2,68	11	7,7	123
$\Re(\mu_{\max}; \Re_{\text{п}})$	259	2,51	23,8	13,5	150
$\Re(M; \Re_M)$	276	2,31	26,5	6,8	80

* $\Re(M; \Re_M)$ – петрофизический параметр коллектора при $K_{\text{п}} = M$; $\Re(\mu; \Re_{\text{п}})$ – петрофизический параметр «вырожденного» коллектора при отсутствии эффективной пористости ($K_{\text{п}} = \mu$, максимальная глинистость); $M = 0,195$, $\mu = 0,056$.

$$\Re(K_{\text{п}}; \Re_{\text{п}}) = \frac{\Re(M; \Re_M) - \Re(\mu; \Re_{\text{п}})}{M - \mu_0} + \Re(\mu; \Re_{\text{п}}). \quad (8.3.1)$$

Неопределенность знаний о минеральном составе и свойствах матрицы и цемента является источником существенных погрешностей в традиционных методиках интерпретации данных ГИС. Адаптивная интерпретация свободна от этого недостатка, так как обеспечивает достоверность результата при ограниченной априорной информации о минеральном составе и свойствах матрицы и цемента.

Для наглядного сравнения априорных и адаптивных настроек алгоритмов определения эффективной пористости ниже рассматриваются попарные сопоставления интерпретационных (петрофизических) параметров различных методов ГИС и рассчитанные огибающие для минимальной и максимальной водоудерживающих способностей.

Пример априорной настройки сопоставлений двух методов (АМ-ГМ и др.) показан на рис. 8.3.2, а. На рис. 8.3.2, б приведен пример адаптивной настройки для этой же пары методов. Очевидно несовпадение, как по абсолютным значениям показаний, так и по диапазонам разброса точек, соответствующих реальному коллектору.

Приведенный пример в принципе отражает закономерности изменений показаний методов ГИС в соответствии с моделью коллектора. При максимальной пористости (отсутствии глинизации) зависимости сходятся, а для различных значений μ расходятся, тем заметнее, чем больше неоднородность коллектора. Анализ этих сопоставлений свидетельствует о различии чувствительностей методов ГИС к изменениям эффективной пористости, что проявляется на расположении модельных огибающих.

Дифференциация показаний гамма-метода и метода СП (как мера чувствительности) растет с увеличением водоудерживающей способности, тогда как при уменьшении снижается. При сопоставлении ГМ и СП модельная огибающая, соответствующая минимальной водоудерживающей способности, укорачивается. Теоретически, при стремлении полной водоудерживающей способности к максимальной емкости матрицы ($\mu \rightarrow M$), огибающая вырождается в точку.

На сопоставлениях показаний акустического и нейтрон-нейтронного методов наблюдается противоположная картина. При низких водоудерживающих способностях отмечается высокая чувствительность, а с ростом μ чувствительность резко падает.

Изменение чувствительности показаний ГГМ к изменению эффективной пористости имеет такую же тенденцию, как и для АМ и ННМ.

Таким образом, при низкой водоудерживающей способности коллектора слабая дифференциация показаний осложняет адаптивную настройку для пар методов СП-ГМ, а при высокой – для АМ-ННМ и ГГМ-АМ.

Эффективная пористость для каждого метода ГИС рассчитывается через величину петрофизического инварианта при соответствующей адаптивной настройке характеристических параметров.

Значения результирующей эффективной пористости вычисляются как средневзвешенные по обратным дисперсиям результатов однометодной интерпретации. На рис. 8.3.3 представлен планшет с диаграммами методов ГИС, диаграммой результирующей эффективной пористости и кернограммой в интервале пласта ЮС₁ одного из месторождений Западной Сибири. Для проверки результатов интерпретации проведено сопоставление эффективной пористости по керну с эффективной пористостью по ГИС, показана высокая сходимость результатов (коэффициент корреляции 0,92).

Подчеркнем, что при нахождении эффективной пористости были использованы физически обосно-

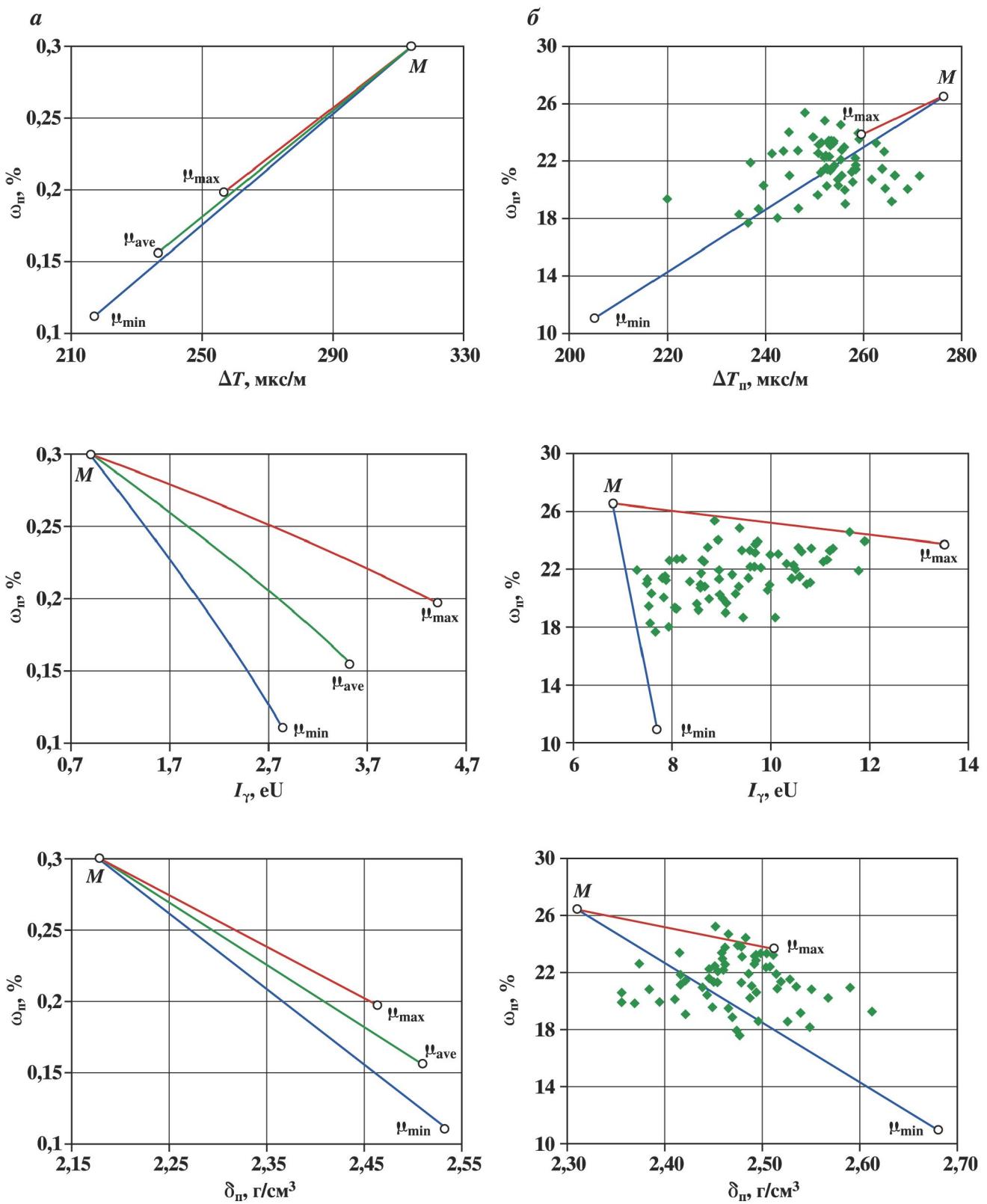


Рис. 8.3.2. Попарные сопоставления интерпретационных (петрофизических) параметров методов ГИС для нахождения «геометрического места» их характеристических значений

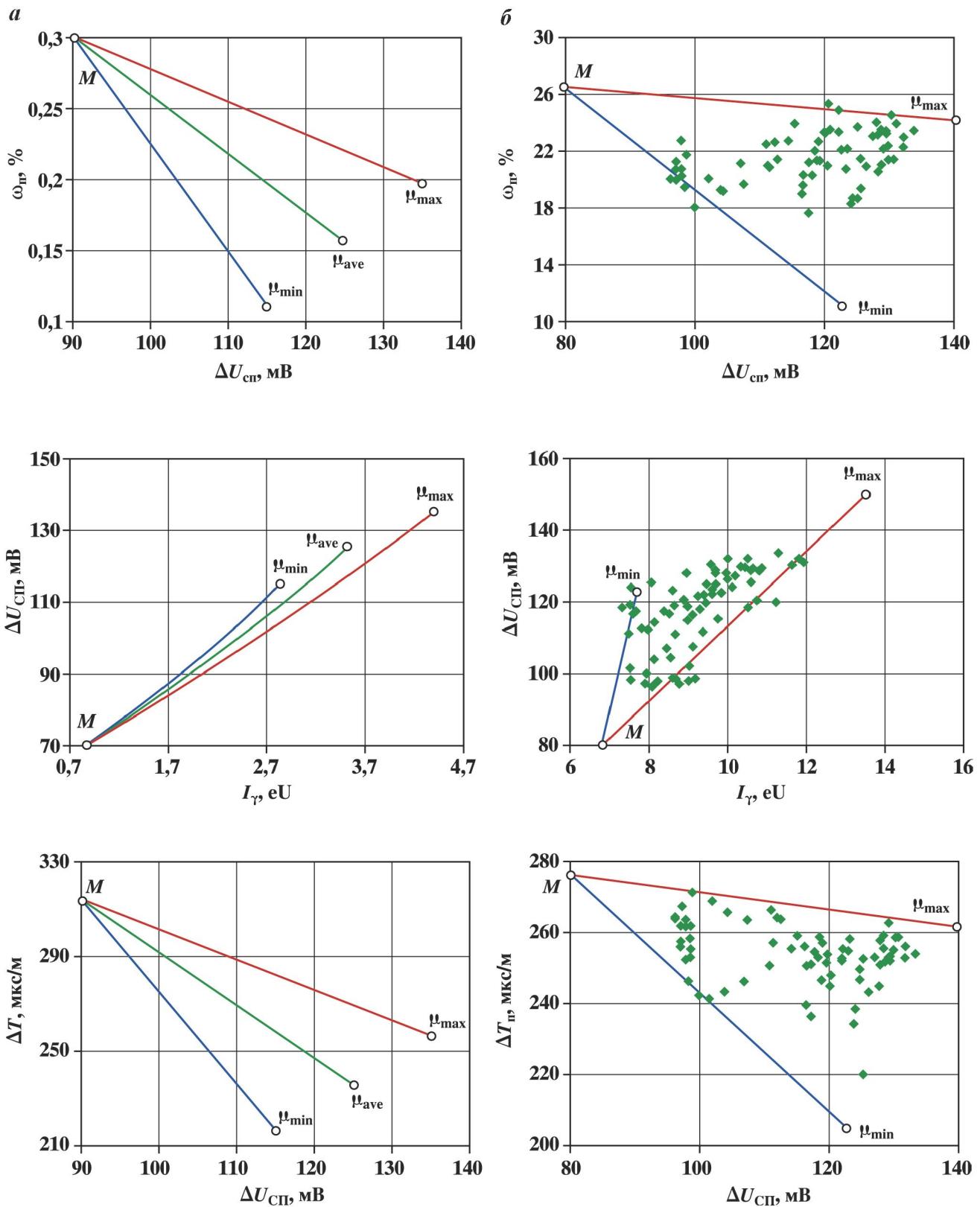


Рис. 8.3.2. Продолжение

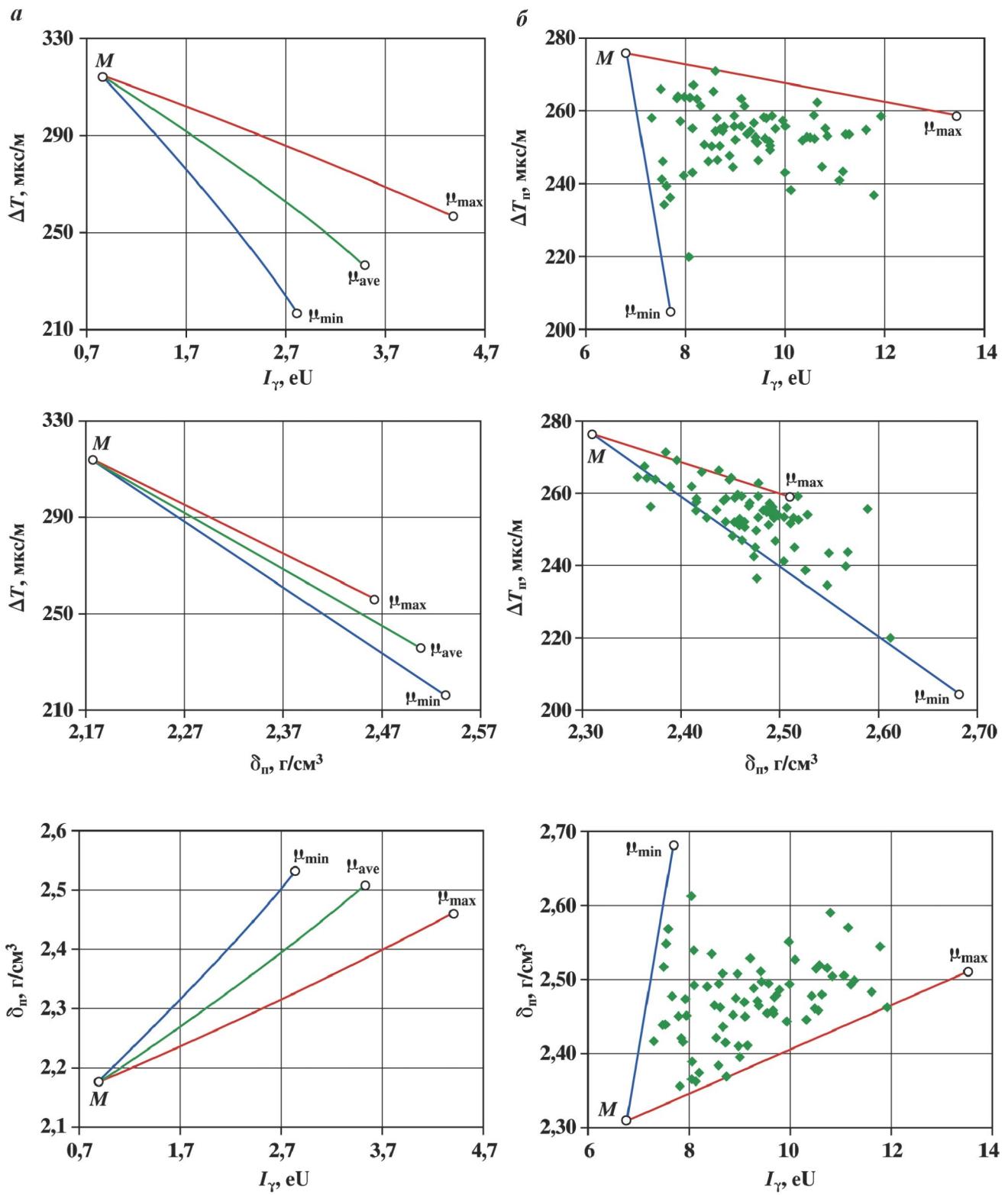


Рис. 8.3.2. Продолжение

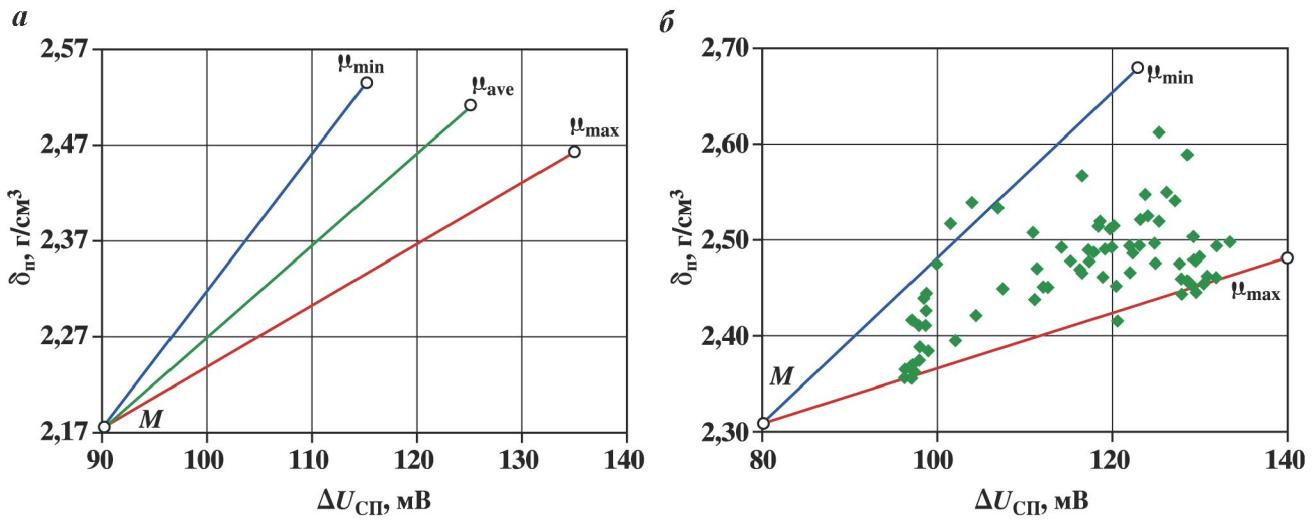


Рис. 8.3.2. Продолжение

ванные алгоритмы адаптивной интерпретации без привлечения эмпирических зависимостей и сопоставлений «керн–ГИС».

Рассмотрим планшет (рис. 8.3.3) более подробно. Пласт-коллектор достаточно уверенно выделяется по кривой СП. Однако этот метод не позволяет произвести детальное расчленение разреза на пропластики меньшей мощности. С этой целью обратимся к методам, обладающим лучшим вертикальным разрешением. По свойствам рассматриваемый горизонт является весьма неоднородным. В нем можно выделить около 7–8 пропластиков. Изменения свойств коллектора (объемных содержаний и петрофизических параметров той или иной компонент) отражаются на кривой эффективной пористости.

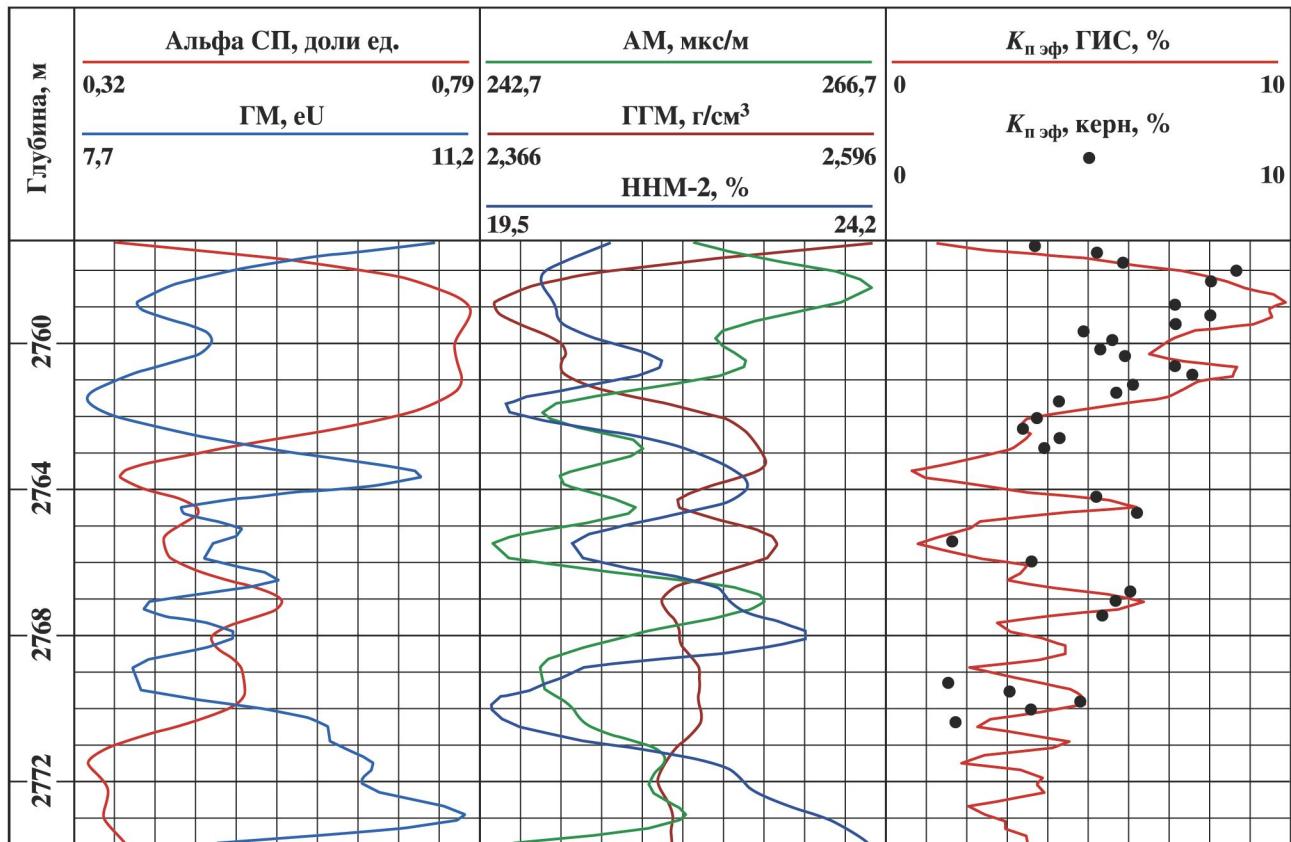


Рис. 8.3.3. Планшет с диаграммами методов ГИС, результирующей эффективной пористостью и кернограммой в интервале пласта ЮC_1

Высокие значения эффективной пористости в верхнем интервале связаны с уменьшением глинистости и, как следствие, количества связанной воды. Поэтому даже при пониженных значениях общей пористости (~20 %) верхний интервал характеризуется повышенными значениями ФЕС. Вниз по разрезу с ростом глинистости эффективная пористость убывает.

Таким образом, петрофизический инвариант определяется непосредственно по данным ГИС (метод СП, ГГМ, ГМ, ННМ, АМ), и знание этого параметра позволяет рассчитывать эффективную пористость без использования эмпирических сопоставлений и зависимостей.

При этом методика комплексной адаптивной интерпретации позволяет убрать влияние недоопределенных физических переменных и параметров, «зашумляющих» интерпретационные и петрофизические зависимости путем настройки интерпретационных алгоритмов на литологические, петрохимические и термобарические особенности исследуемого коллектора, а также на текущие условия измерений, включая конструкцию скважины. В отличие от поправочной методики, которая требует жесткой стандартизации скважинных приборов, адаптивная методика стандартизирует нестандартную аппаратуру по конечному результату интерпретации вне зависимости от разброса индивидуальных метрологических характеристик приборов. При этом значительно сокращаются погрешности, возникающие при обработке данных, полученных в разных скважинных условиях и с помощью аппаратуры с различными метрологическими характеристиками.

ГЛАВА 9

ТОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС*

9.1. ПОГРЕШНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ПОРИСТОСТИ

Пусть каждый из входных параметров эмпирического и адаптивного алгоритмов определения эффективной пористости является случайным и независимым с известным законом распределения и имеет заданную меру неопределенности. Тогда для оценки погрешностей удобно применить имитационное моделирование по методу статистических испытаний (Монте-Карло), позволяющему вычислять плотности вероятностей для произвольной функции многих переменных. Для этого необходимо задать наиболее вероятные значения входных параметров и соответствующие дисперсии (СКО).

При определении эффективной пористости по поправочным методикам результирующая погрешность обусловлена неопределенностью задания семи (для ГМ – одиннадцати) входных параметров.

В первую очередь, это неопределенности состава и свойств пелитовой фракции, свойства минеральных компонент которой могут изменяться в значительном диапазоне. В частности, минералогическая плотность каолинита равна $2,54 \text{ г}/\text{см}^3$, а плотность гидрослюды достигает $2,78 \text{ г}/\text{см}^3$ [48]. Тогда средняя плотность пелитовой фракции составляет $2,66 \text{ г}/\text{см}^3$, а абсолютная погрешность определения минералогической плотности пелитовой фракции (при отсутствии информации о ней) – $0,12 \text{ г}/\text{см}^3$. Положим, что эта погрешность подчиняется нормальному распределению и соответствует вероятности определения плотности на уровне 99 %, тогда стандартное отклонение составляет одну треть, т.е. принято $0,04 \text{ г}/\text{см}^3$. Такие же значения стандартных отклонений выбраны для плотностей матрицы, остаточной воды и подвижного флюида, насыщающего емкостное пространство (табл. 9.1).

Алгоритмическая погрешность расчета объемной плотности накапливается вследствие измерительных процедур и при учете влияния промежуточной зоны. Следуя [36], примем, что допустимая абсолютная погрешность определения объемной плотности по данным ГГМ не превышает $0,04\text{--}0,05 \text{ г}/\text{см}^3$ со стандартным отклонением $0,015 \text{ г}/\text{см}^3$.

СКО интерпретационных (петрофизических) параметров для прочих методов комплекса определены аналогично (табл. 9.1). СКО коэффициента остаточной водонасыщенности приняли равным 7 %, исходя из нашего опыта обработки петрофизических данных.

Расчеты погрешностей выполнены для шести значений петрофизических параметров породы (по данным ГГМ, АМ, ГМ, ННМ-2), соответствующих шести различным значениям эффективной пористости: 1 %, 3 %, 6 %, 9 %, 16 %, 25 %. На рис. 9.1.1 приведены результаты имитационного моделирования алгоритмических погрешностей эффективной пористости по адаптивной (*a*, относительная погрешность 9,1 %) и поправочной (*b*, относительная погрешность 17,6 %) методикам.

Результирующие погрешности адаптивных алгоритмов обусловлены неопределенностью задания пяти входных интерпретационных (петрофизических) параметров (табл. 9.2). Настроичными характеристическими параметрами являются пористость матрицы M , водоудерживающая способность матрицы μ_0 , интерпретационный параметр метода $\mathfrak{R}(M; \mathfrak{R}_M)$ при $K_{\text{п}} = M$, интерпретационный параметр метода при отсутствии эффективной пористости $\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_{\text{п}})$ ($K_{\text{п}} = \mu$, максимальная глинистость).

Абсолютные погрешности и стандартные отклонения определения пористости матрицы M и водоудерживающей способности матрицы μ задаются, исходя из имеющейся априорной информации. Нами приняты СКО 0,3 % для M и 0,2 % для μ_0 .

*При участии И.С. Дешененкова.

Таблица 9.1

Входные параметры для расчета алгоритмических погрешностей общей и эффективной пористостей по поправочной методике*

Параметр	Среднее значение	Стандартное отклонение
<i>Акустический метод</i>		
ΔT_M , мкс/м	166	10
$\Delta T_{\text{пп}}$, мкс/м	270	10
$\Delta T_{\text{пв}}$, мкс/м	228,28/235,83/244,33/269,12/290,55/314,2*	3
$\Delta T_{\text{бо}}$, мкс/м	650	10
$K_{\text{бо}}$, %	86,8/68,1/54,3/51,5/30,7/16,7*	7
$\Delta T_{\text{фл}}$, мкс/м	660	10
<i>Гамма-гамма-метод</i>		
σ_M , г/см ³	2,68	0,04
$\sigma_{\text{пп}}$, г/см ³	2,66	0,04
$\sigma_{\text{пв}}$, г/см ³	2,542/2,511/2,473/2,368/2,283/2,176*	0,015
$\sigma_{\text{бо}}$, г/см ³	1,05	0,04
$K_{\text{бо}}$, %	86,8/68,1/54,3/51,5/30,7/16,7*	7
$\sigma_{\text{фл}}$, г/см ³	1	0,04
<i>Нейтрон-нейтронный метод</i>		
ϕ_M , отн. ед.	0	0,04
$\phi_{\text{пп}}$, отн. ед.	0,28	0,05
$\phi_{\text{пв}}$, %	14,14/15,53/17,10/21,68/25,63/30*	2
$\phi_{\text{бо}}$, отн. ед.	1,05	0,04
$K_{\text{бо}}$, %	86,8/68,1/54,3/51,5/30,7/16,7*	7
$\phi_{\text{фл}}$, отн. ед.	1	0,04
<i>Гамма-метод</i>		
$I_{\gamma M}$, еУ	1	0,5
σ_M , г/см ³	2,68	0,04
$I_{\gamma \text{пп}}$, еУ	13	2
$\sigma_{\text{пп}}$, г/см ³	2,66	0,04
I_{γ} , еУ	3,735/3,516/3,263/2,480/1,745/0,862*	0,15
$I_{\gamma \text{бо}}$, еУ	0	0,05
$\sigma_{\text{бо}}$, г/см ³	1,05	0,04
$K_{\text{бо}}$, %	86,8/68,1/54,3/51,5/30,7/16,7*	7
$I_{\gamma \text{фл}}$, еУ	0	0,05
$\sigma_{\text{фл}}$, г/см ³	1	0,04

*Скелетная пористость при расчете погрешностей традиционной методики принята равной 30 % с СКО 0,3 %. Через косую черту приведены значения петрофизических параметров, соответствующих шести значениям $K_{\text{пп эф}}$: 1; 3; 6; 9; 16 и 25 %.

Задание неопределенностей настроек параметров проиллюстрируем на примере объемной плотности и интервального времени.

Из сопоставления зависимостей $\sigma(K_{\text{пп эф}})$ и $\Delta T(K_{\text{пп эф}})$ можно сделать вывод о том, что величины объемной плотности и интервального времени обладают низкой чувствительностью к изменению свойств цемента: при изменении водоудерживающей способности на 3 %, объемная плотность изменяется на 0,1 г/см³, а интервальное время на 20 мкс/м, что и определяет величину СКО интерпретационных (петрофизических) параметров $\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_{\text{пп}})$. Для неглинистого коллектора разброс значений $\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_{\text{пп}})$ отсутствует, следовательно, погрешность задания плотности и интервального времени обусловливается погрешностью алгоритмов интерпретации данных ГГМ и АМ.

Погрешность величины $\mathfrak{R}(M; \mathfrak{R}_M)$ является весьма устойчивой, в то время как неопределенность задания $\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_{\text{пп}})$ зависит не только от типа цемента, но и от текущей величины эффективной пористости. При уменьшении $K_{\text{пп эф}}$ неопределенность настройки на $\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_{\text{пп}})$ уменьшается, так как значения интерпретационного (петрофизического) параметра близки к значениям параметра «вырожденного» коллектора (рис. 9.1.2). В табл. 9.2 приведены значения неопределенностей, принятые для интерпретационных (петрофизических) параметров методов ГИС $\Delta \mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_{\text{пп}})$.

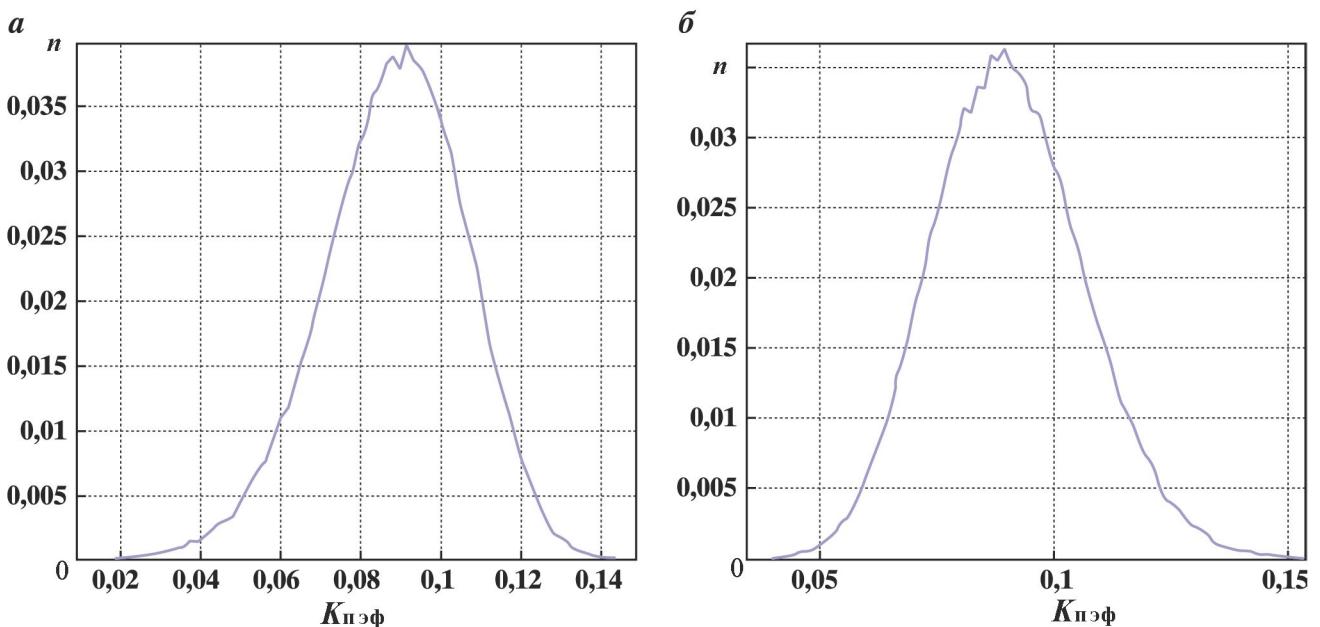


Рис. 9.1.1. Результаты распределения имитационного моделирования алгоритмических погрешностей эффективной пористости по адаптивной (*а*, относительная погрешность 9,1 %) и поправочной (*б*, относительная погрешность 17,6 %) методикам

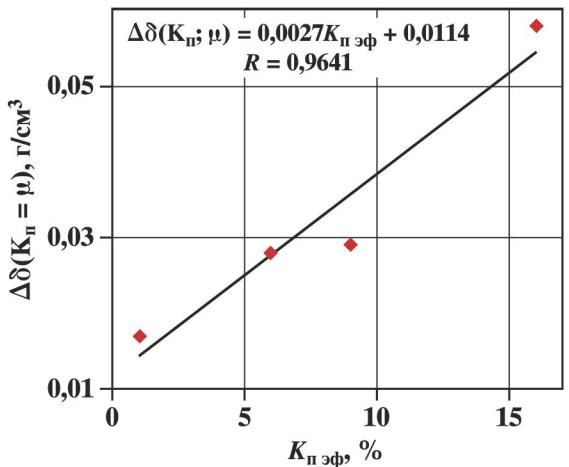


Рис. 9.1.2. Зависимость абсолютной погрешности оценки объемной плотности «вырожденного» коллектора от эффективной пористости.

Точками показаны значения, рассчитанные при помощи имитационного моделирования методом Монте-Карло при 100000 повторениях

Таблица 9.2

Входные параметры для расчета алгоритмических погрешностей общей и эффективной пористостей по адаптивной методике*

Параметр	Среднее значение	Стандартное отклонение
<i>Акустический метод</i>		
$\Delta T(K_{\pi} \Delta T_{\pi})$, мкс/м	228,28/235,83/244,33/269,12/290,55/314,2*	3
$\Delta T(\mu; \Delta T_{\pi})$, мкс/м	224,5/244**	6 (2,6)
$\Delta T(M; \Delta T_M)$, мкс/м	314,2/314,2	3
<i>Гамма-гамма-метод</i>		
$\sigma(K_{\pi} \delta_{\pi})$, г/см ³	2,542/2,511/2,473/2,368/2,283/2,176*	0,015
$\sigma(\mu; \delta_{\pi})$, г/см ³	2,5578/2,4748**	0,03 (0,014)
$\sigma(M; \delta_M)$, г/см ³	2,176/2,176	0,015
<i>Нейтрон-нейтронный метод</i>		
$\omega(K_{\pi} \omega_{\pi})$, %	14,14/15,53/17,10/21,68/25,63/30*	2
$\omega(\mu; \omega_{\pi})$, отн. ед.	0,1344/0,1704**	0,04 (0,018)
$\omega(M; \omega_M)$, отн. ед.	0,3/0,3	0,02

Продолжение табл. 9.2

Параметр	Среднее значение	Стандартное отклонение
<i>Метод потенциалов собственной поляризации</i>		
$\Delta U_{\text{сн}}(K_{\text{п}} \Delta U_{\text{снп}})$, мВ	123,53/120,6/117,26/112,47/101,79/90*	1,5
$\Delta U_{\text{сн}}(\mu; \Delta U_{\text{снп}})$, мВ	125/125**	3 (1,4)
$\Delta U_{\text{сн}}(M; \Delta U_{\text{снМ}})$, мВ	90/90	1,5
<i>Гамма-метод</i>		
$I_{\gamma}(K_{\text{п}} I_{\gamma\text{п}})$, еУ	3,735/3,516/3,263/2,480/1,745/0,862*	0,15
$I_{\gamma}(\mu; I_{\gamma\text{п}})$, еУ	3,843/3,273**	0,3 (0,14)
$I_{\gamma}(M; I_{\gamma\text{М}})$, еУ	0,862/0,862	0,15

*Через косую черту приведены значения петрофизических параметров, соответствующих шести значениям $K_{\text{п эф}}$: 1; 3; 6; 9; 16 и 25 %.
**Указаны значения $\Re(\mu; \Re_{\text{п}})$ для $\mu = 7$ и 12 %.

Примечание. При расчете эффективной пористости использовались $M = 30$ % с СКО 0,3 %, $\mu_0 = 5$ % с СКО 0,2 %, $\mu = 7$ % или 12 % с СКО в обоих случаях 0,5 %.

На рис. 9.1.3–9.1.5 графически представлены результаты расчетов относительных погрешностей эффективной пористости, а также парциальных относительных погрешностей по традиционной и адаптивной технологиям интерпретации данных комплекса ГИС.

При моделировании предполагается, что аппаратура идеально откалибрована с точным учетом

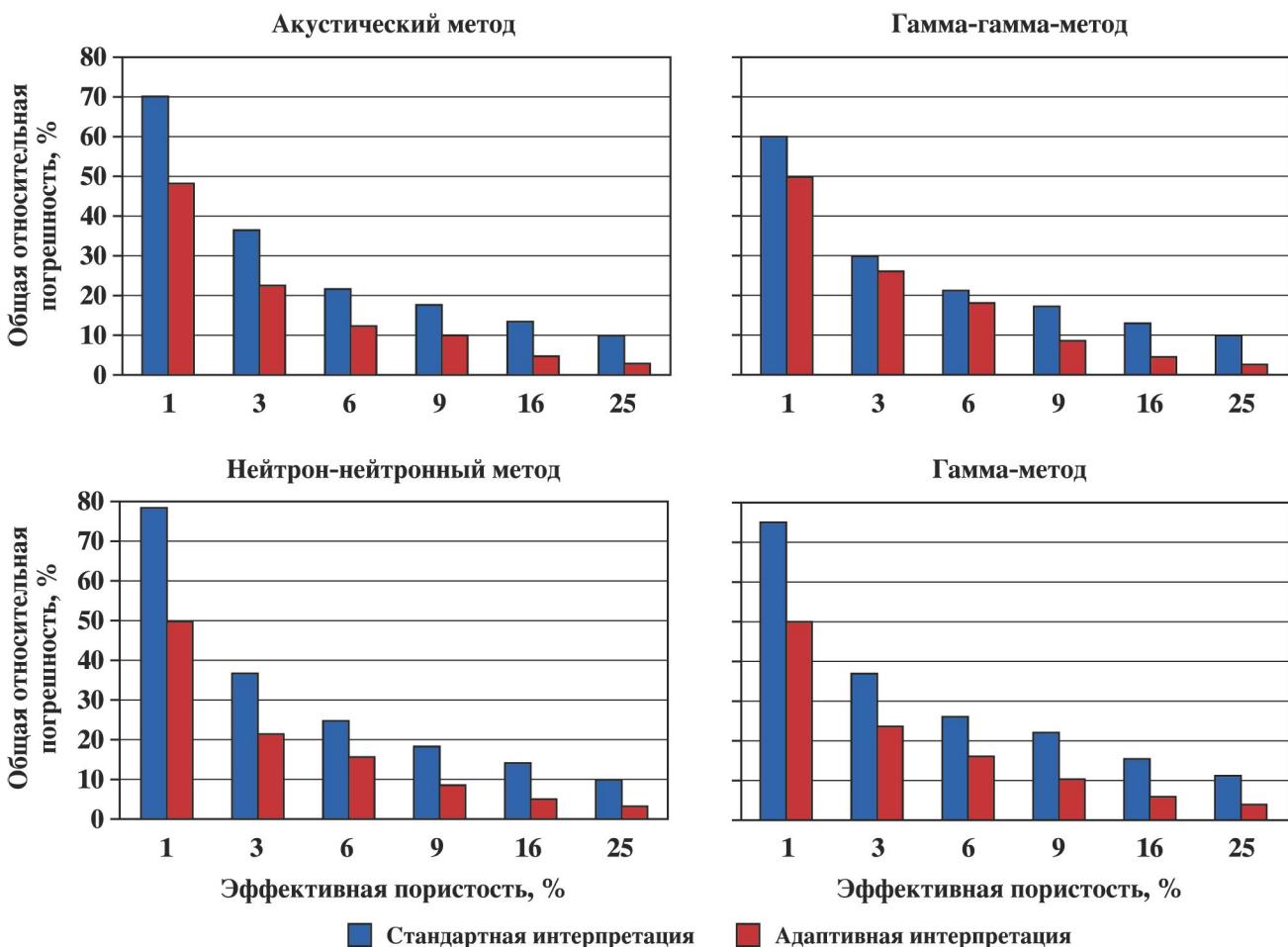


Рис. 9.1.3. Гистограммы распределения общих относительных погрешностей определения эффективной пористости по результатам традиционной и адаптивной интерпретации

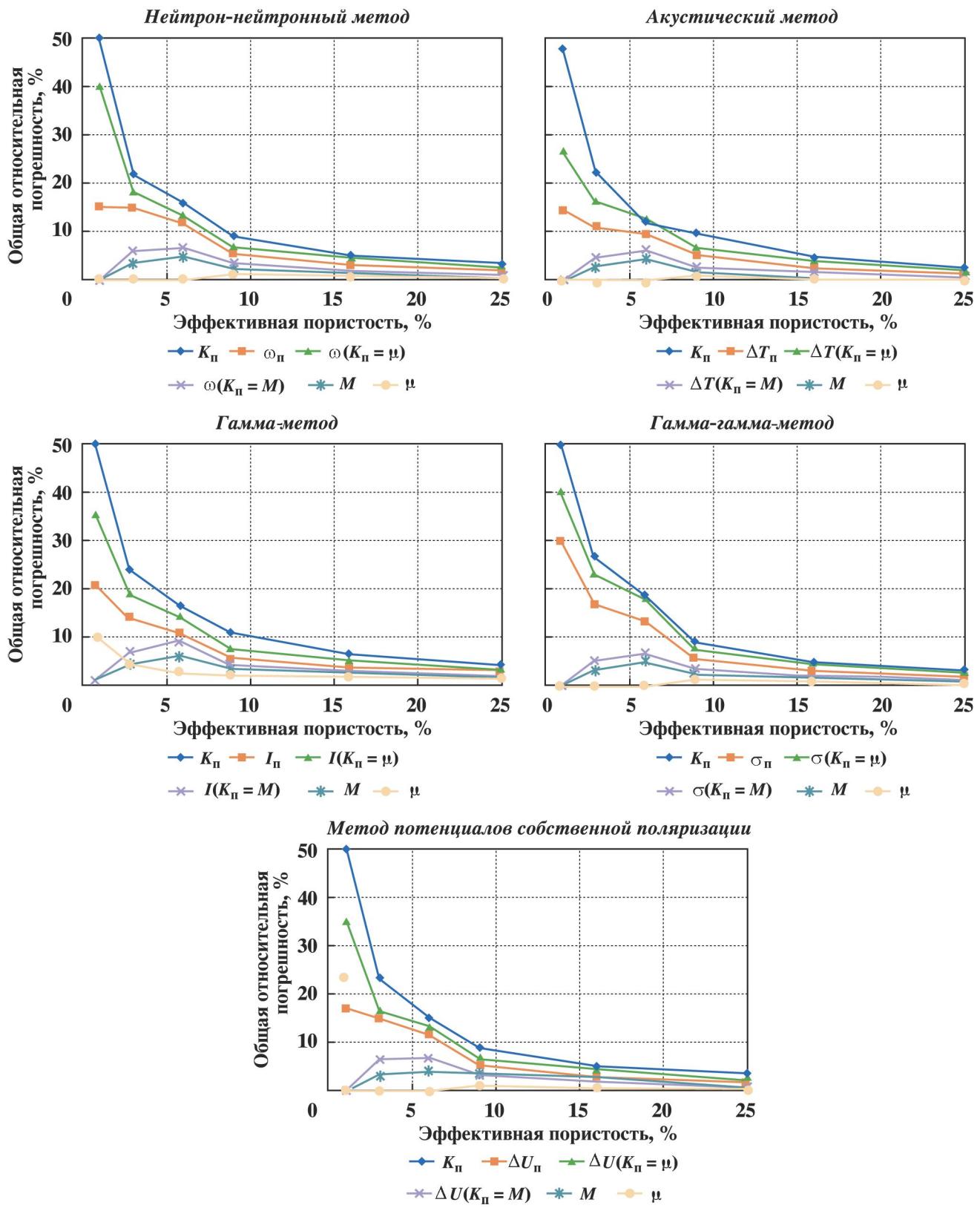


Рис. 9.1.4. Вклад неопределенностей объемных содержаний и свойств компонент коллектора (см. табл. 9.2) в расчете эффективной пористости по адаптивной технологии интерпретации данных комплекса методов ГИС

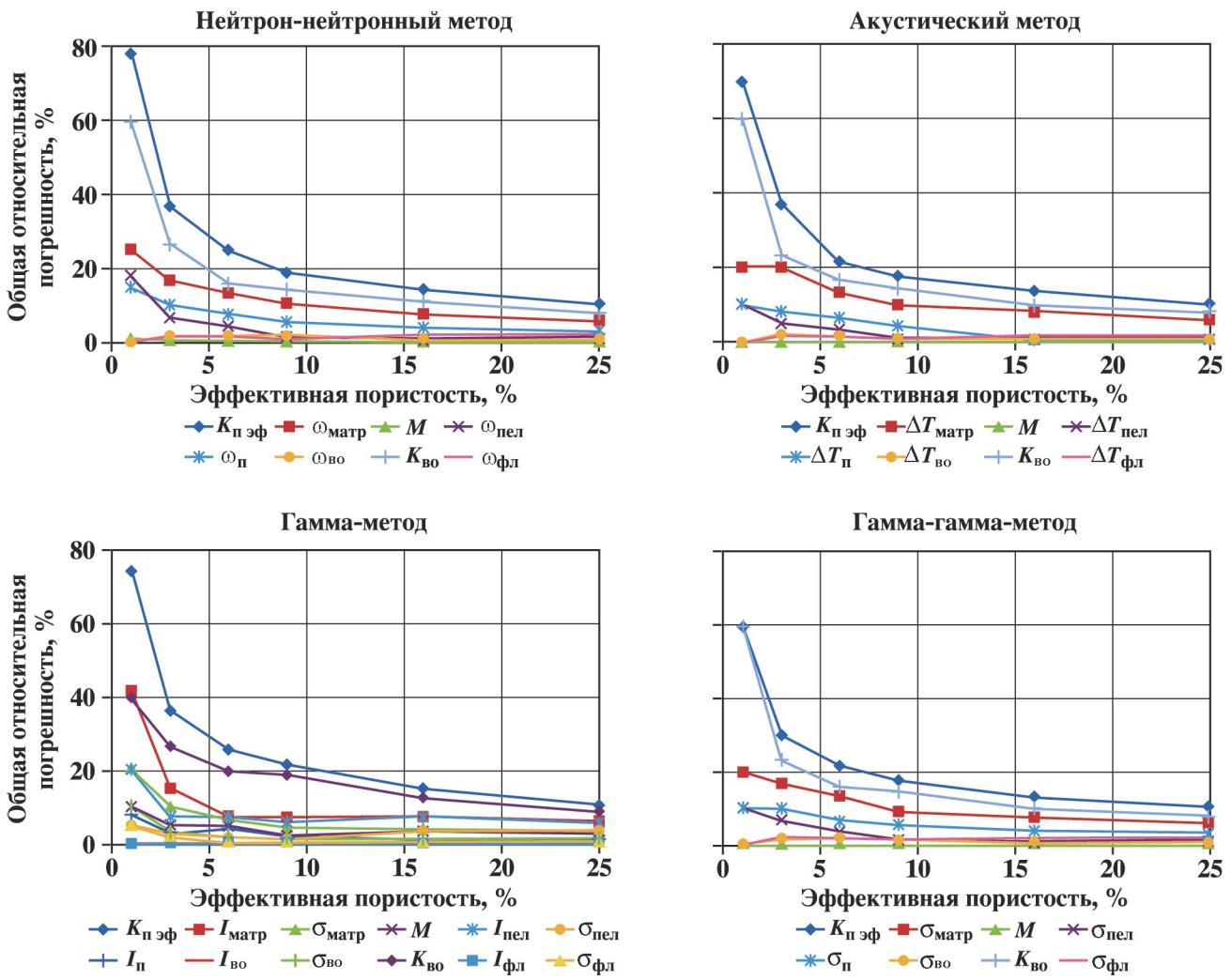


Рис. 9.1.5. Вклад неопределенностей объемных содержаний и свойств компонент коллектора (см. табл. 9.1) в расчете эффективной пористости по традиционной технологии интерпретации данных комплекса методов ГИС

влияния скважинных условий. На практике это недостижимо, поэтому фактические погрешности поправочной методики будут заведомо выше.

Общие относительные погрешности определения эффективной пористости по поправочной и адаптивной методикам обратно пропорциональны величине $K_{\text{п эф}}$, т.е. погрешность определения свойств низкопористых пластов максимальна. Однако, как показали результаты моделирования, общая относительная погрешность определения эффективной пористости по адаптивной методике в 1,2–2 раза меньше, чем по традиционной даже при малых эффективных пористостях. В случае высокопористых пластов погрешность адаптивной технологии уменьшается по сравнению с традиционной в 3–3,5 раза (рис. 9.1.3).

Парциальными называются погрешности, обусловленные отдельными частными источниками погрешностей. Нами рассмотрены парциальные погрешности как для методик интерпретации, опирающихся на традиционные петрофизические модели, так и для адаптивной технологии, интерпретационные алгоритмы которой настраиваются по характеристическим показаниям методов ГИС в соответствующих интервалах глубин изучаемого коллектора (рис. 9.1.4 и 9.1.5).

Как показали результаты моделирования, в традиционной интерпретации основной вклад в погрешность расчета $K_{\text{п эф}}$ вносят неопределенности задания остаточной водонасыщенности и свойств матрицы.

В адаптивной технологии при малых значениях пористости (1–3 %) результирующая погрешность $K_{\text{п эф}}$ обусловлена неопределенностью задания параметров «вырожденного коллектора» и, в меньшей степени, интерпретационного (петрофизического) параметра при текущем значении пористости. По-

грешности остальных параметров влияют существенно меньше. С ростом $K_{\text{н эф}}$ увеличивается вклад неопределенности задания интерпретационного (петрофизического) параметра породы: он превышает влияние параметра «вырожденного» коллектора. С ростом пористости влияние неопределенности задания $\mathfrak{R}(M; \mathfrak{R}_M)$ на результирующую погрешность усиливается.

На основе петрофизических и интерпретационных моделей адаптивной и традиционной интерпретации данных ГИС определены общие и парциальные относительные погрешности расчета эффективной пористости.

Адаптивная технология лишена недостатков поправочной (традиционной) методики: нет необходимости задания свойств компонент породы (минералогических плотностей, интервальных времен, водородосодержаний матрицы, пелитовой фракции, флюида) и их объемных содержаний, интерпретационные модели устойчивы относительно влияния неопределенности задания остаточной водонасыщенности.

При адаптивной интерпретации не требуется априорного знания состава коллектора, так как настроочные параметры алгоритмов определяются непосредственно по результатам скважинных измерений.

Адаптивная интерпретация данных ГИС позволяет убрать влияние недоопределенности входных параметров, «зашумляющих» искомые петрофизические зависимости, и при $K_{\text{н эф}} > 5\%$ адаптивная методика точнее традиционной в 3–3,5 раза.

Итак, адаптивная методика наиболее эффективна в пластах с хорошими коллекторскими свойствами, хотя даже в низкопористых пластах применение адаптивной интерпретации гораздо более эффективно, нежели традиционной.

В действительности преимущество адаптивной технологии существенно выше, поскольку при моделировании погрешностей традиционной интерпретации предполагался точный учет влияния скважинных условий при идеальной калибровке измерительной аппаратуры.

9.2. ПОГРЕШНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

Расчет нефтегазонасыщенности коллекторов по данным метода сопротивлений существенно ограничивается дефицитом информации о петрофизических характеристиках минеральных компонент. Вследствие этого при традиционном подходе к интерпретации требуется проведение трудоемких лабораторных измерений. Для вычисления сопротивления полностью водонасыщенного коллектора помимо «параметра пористости» необходима также информация о сопротивлении пластовой воды, которое не всегда известно с требуемой точностью.

В главе 7 приводится выражение (7.2.7), которое обобщает формулу Дахнова-Арчи, формально сохраняя ее аналитическую структуру, но не содержит эмпирических констант и настраивается по характеристическим значениям УЭС $\{\rho_y, \rho_{\text{шт} M}, K_{\text{н эф}}\}$, соответствующим характеристическим параметрам петрофизической модели коллектора $\{\mu, M\}$.

Если величина μ не фиксирована и может меняться от минимального значения μ_{\min} до максимального μ_{\max} , на плоскости $\rho_y - K_{\text{н эф}}$ для коллекторов с мономинеральными цементами каждая зависимость характеризуется двумя параметрами: $K_{\text{н эф}}$ и μ (рис. 9.2.1, *a*). Поле корреляции $\rho_y(K_{\text{н эф}})$ формируется семейством зависимостей с фиксированными значениями водоудерживающей способности цемента (шифр кривых $\mu = \text{const}$).

Красным цветом (рис. 9.2.1, *b*) представлены значения УЭС в нефтенасыщенной части коллектора (юрские отложения, Европейский Север), синим – в водонасыщенной. Красная линия рассчитана по модели (7.2.7) для максимального нефтенасыщения, синяя – то же для полного водонасыщения. Пласт неоднородный, значительны изменения водоудерживающей способности цемента, что учитывается настройкой на характеристические значения УЭС при минимальной и максимальной полных водоудерживающих способностях коллектора.

Рис. 9.2.1, *b* иллюстрирует закономерности изменений УЭС в соответствии с моделью коллектора. При максимальной пористости (отсутствии цементации) зависимости сходятся при одном и том же насыщении, а для различных значений μ расходятся, тем заметнее, чем больше неоднородность коллектора.

Объектом исследования являются юрские мелкозернистые алевритовые песчаники (Ю) одного из месторождений Европейского Севера. Они имеют сложный состав цемента (глинистый, гли-

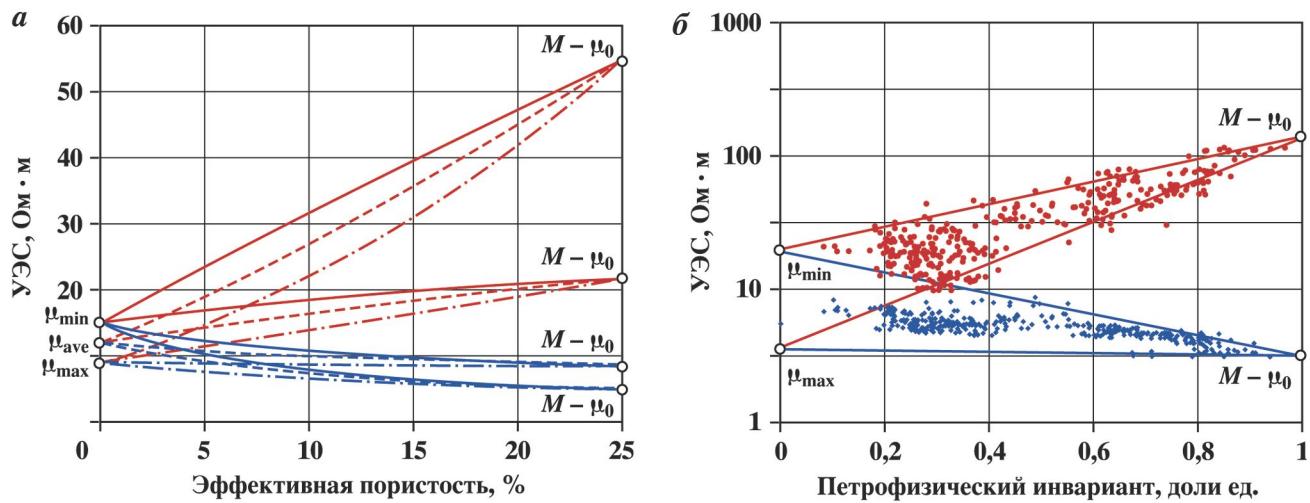


Рис. 9.2.1. Модельное представление (а) о влиянии водоудерживающей способности коллектора на вид зависимости сопротивления незатронутой части пласта от эффективной пористости при различной нефтенасыщенности и отражение модели на реальных данных (б).

Насыщение изменяется от полностью водонасыщенного коллектора (синие линии) до предельно нефтенасыщенного (красные линии)

нисто-карбонатный и карбонатно-кварцевый), преобладает пленочный тип цемента в сочетании с поровым. Минеральный состав глинистого цемента изменяется от каолинитового до гидрослюдисто-каолинитового и каолинит-гидрослюдистого. Минерализация пластовых вод составляет 35 г/л.

Соответствующие показания методов сопротивлений отражают фактический минеральный состав матрицы и цемента, свойства подвижного и остаточного флюида в условиях естественного залегания (которые могут отличаться от измеренных в лабораторных условиях). Принцип адаптивности нацелен на исключение из числа настроек параметров таких, которые неизвестны вообще или известны с большой погрешностью. Поэтому процедуры интерпретации освобождаются от необходимости введения множества поправок за большое число неизвестных и неконтролируемых факторов – они учитываются автоматически.

Для определения нефтенасыщенности необходимо знать УЭС полностью водонасыщенного и предельно нефтенасыщенного коллектора. Эти величины вычисляются через характеристические значения УЭС на каждом кванте глубины по формуле, а доля нефти в объеме эффективной пористости определяется алгоритмом, приведенным в главе 7.

Для оценки погрешностей применено имитационное моделирование по методу Монте-Карло (см. раздел 9.1). Для его реализации заданы наиболее вероятные значения входных параметров и соответствующие дисперсии (среднеквадратичные отклонения – СКО). Применение метода Монте-Карло правомерно, так как для каждого из входных параметров может быть задана мера неопределенности и закон распределения.

Результирующие погрешности адаптивного алгоритма расчета нефтенасыщенности обусловлены неопределенностями задания пяти входных интерпретационных (петрофизических) параметров. Настроенными характеристическими параметрами являются пористость матрицы M , а также УЭС полностью водо- и нефтенасыщенного коллектора.

Абсолютные погрешности и стандартные отклонения определения пористости матрицы M и водоудерживающей способности матрицы μ задаются, исходя из имеющейся априорной информации. Нами приняты СКО 0,3 % для M и 0,2 % для μ_0 . Из нашего опыта интерпретации метода сопротивлений, текущее значение сопротивления коллектора $\rho_{\text{пп}}$ задано с СКО 0,5 Ом·м, тогда как СКО параметров $\rho_{\text{пп}}$ и $\rho_{\text{пп}}$ принято 0,25 Ом·м.

Расчет погрешностей адаптивной интерпретации выполнен как для модельных связей $\rho_{\text{пп}}(K_{\text{пп}})$, так и для фактических данных (горизонт Ю одного из месторождений Европейского Севера, мелкозернистый песчаник).

Расчеты погрешностей по модели проведены для шести значений эффективной пористости (1 %,

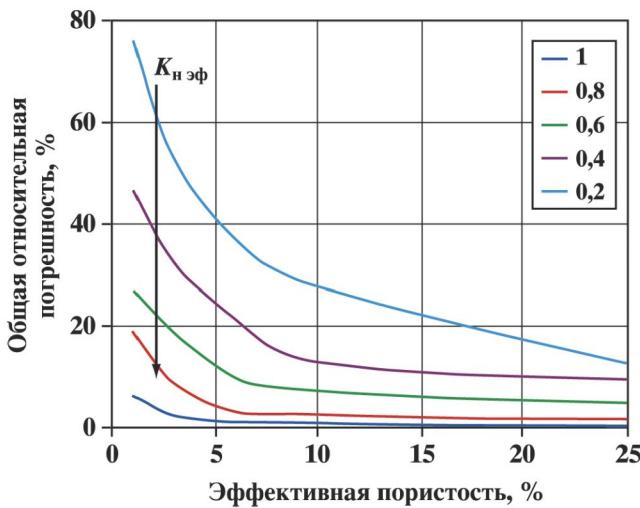


Рис. 9.2.2. Изменение общих относительных погрешностей расчета доли нефти в объеме эффективной пористости в зависимости от величины эффективной пористости при различной насыщенности по модельным представлениям.

Шифр кривых – эффективная нефтенасыщенность

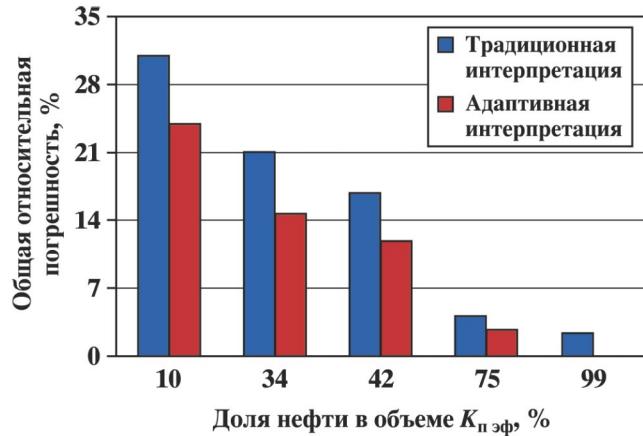


Рис. 9.2.3. Гистограмма распределения общих относительных погрешностей расчета доли нефти в объеме эффективной пористости ($K_{\text{н эф}}$) в зависимости от величины $K_{\text{н эф}}$ ($K_{\text{н эф}} = 16 \%$)

3 %, 6 %, 9 %, 16 %, 25 %) при пяти значениях насыщения $K_{\text{н эф}}$ (20 %, 40 %, 60 %, 80 %, 100 %). На рис. 9.2.2 представлены результаты расчетов относительных погрешностей эффективной пористости, а также парциальных относительных погрешностей для адаптивной методики.

Общие относительные погрешности определения доли нефти в объеме эффективной пористости по адаптивной методике обратно пропорциональны величине $K_{\text{н эф}}$, т.е. погрешность определения $K_{\text{н эф}}$ низкопористых пластов максимальна. В целом, адаптивная технология позволила получить точный и надежный результат даже для коллекторов с низкими значениями ФЕС. Погрешность адаптивной технологии в большей степени обусловлена неопределенностью задания параметров $\rho_{\text{вн}}$, $\rho_{\text{пп}}$ и $\rho_{\text{п}}$ и в меньшей – M и μ_0 .

Для сопоставления точностных характеристик адаптивного и традиционного расчета нефтенасыщенности по данным электрометрии скважин необходимо использовать фактические скважинные материалы. Это связано с применением эмпирических констант при традиционном подходе (табл. 9.3).

Доля нефти в объеме эффективной пористости определяется по уравнению Дахнова-Арчи [44]:

$$K_{\text{н эф}} = \frac{K_{\text{н}}}{1 - K_{\text{бо}}} = \frac{1 - \left(\frac{ab}{K_{\text{пп}}^m \cdot \rho_{\text{вн}}} \right)^{1/n}}{1 - K_{\text{бо}}}. \quad (9.2.1)$$

При определении нефтегазонасыщенности по традиционной методике результатирующая погрешность обусловлена неопределенностью задания восьми входных параметров.

В первую очередь, это неопределенности знаний об УЭС пластовой воды, общей пористости, а также остаточной водонасыщенности. СКО общей пористости принято равным 2 %, СКО коэффициента остаточной водонасыщенности – 7 %, а сопротивления пластовой воды – 0,5 Ом·м, исходя из нашего

Таблица 9.3

Входные константы в расчете алгоритмических погрешностей доли нефти в объеме эффективной пористости по традиционной методике

Параметр	Константы			
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>m</i>	<i>n</i>
Среднее значение	0,79	0,75	2,3	2,07
С СКО	0,07	0,08	0,1	0,12

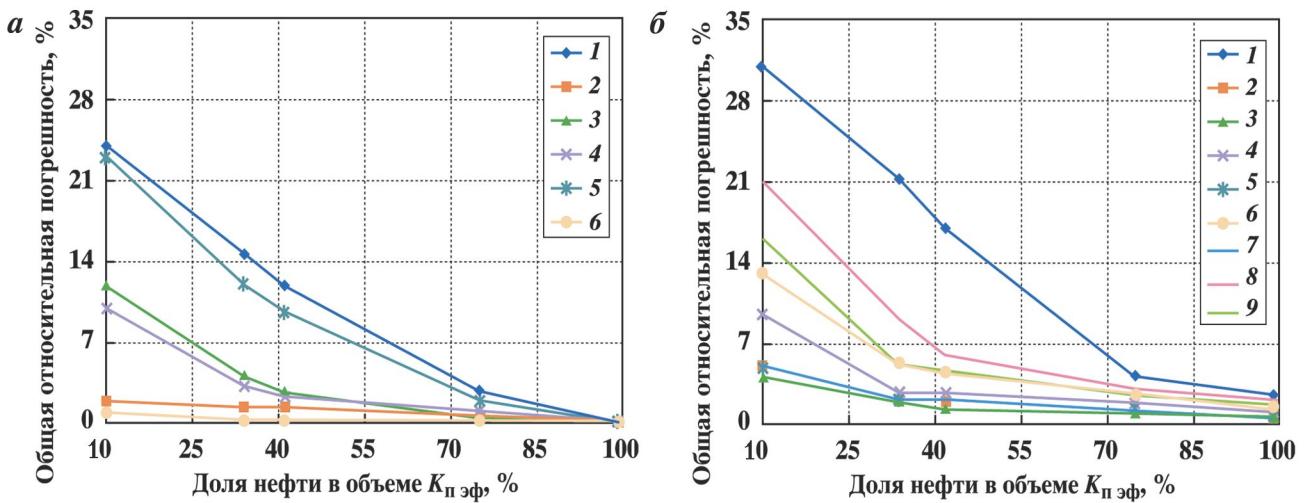


Рис. 9.2.4. Вклад неопределенностей объемных содержаний и свойств компонент коллекторов в расчете доли нефти в объеме эффективной пористости по адаптивной (а) и традиционной (б) технологиям интерпретации данных комплекса методов ГИС на примере отложений горизонта Ю одного из месторождений Европейского Севера.

Шифр кривых: а: 1 – эффективная нефтенасыщенность; 2 – водоудерживающая способность матрицы; 3 – текущее значение УЭС породы, 4 – УЭС полностью водонасыщенной породы на данном кванте исследования; 5 – УЭС предельно нефтенасыщенной породы на данном кванте исследования; 6 – пористость матрицы; б: 1 – эффективная нефтенасыщенность; 2, 3, 5, 7 – эмпирические константы a , b , n , m соответственно; 4 – УЭС пластовой воды; 6 – текущее значение общей пористости; 8 – текущее значение УЭС породы; 9 – коэффициент остаточной водонасыщенности

опыта обработки петрофизических данных. Неопределенность задания эмпирических констант a , b , m , n необходимо в каждом случае определять отдельно путем сравнения связей $P_{\text{n}}(K_{\text{n}})$, $P_{\text{h}}(K_{\text{h}})$, полученных по керну, с приближенными $P_{\text{n}} = 1/K_{\text{n}}^2$, $P_{\text{h}} = 1/K_{\text{h}}^2$. СКО указанных параметров для данного случая (пласт Ю) представлены в табл. 9.3.

Погрешности рассчитывались для пяти фактических значений $K_{\text{n,eff}}$ (10 %, 34 %, 42 %, 75 %, 99 %). В традиционной интерпретации основной вклад в погрешность расчета $K_{\text{n,eff}}$ вносят неопределенности задания сопротивления породы, остаточной водонасыщенности и общей пористости.

На рис. 9.2.3 и 9.2.4 представлены результаты расчетов относительных погрешностей эффективной пористости, а также парциальных относительных погрешностей по адаптивной и традиционной технологиям интерпретации метода сопротивлений. Как показали результаты моделирования, погрешность адаптивной методики в 1,2–1,6 раза меньше, чем традиционной (рис. 9.2.3).

Таким образом, использование петрофизической модели коллектора позволяет существенно повысить точность и надежность определения нефтегазонасыщенности. При этом ***априорного знания состава и объемных содержаний минеральных компонент породы не требуется***, так как настроочные параметры алгоритмов определяются непосредственно по результатам скважинных измерений, что исключает погрешности, присущие традиционной и эмпирической методике. На результат адаптивной интерпретации не влияет неопределенность задания УЭС пластовой воды, определяемой, в некоторых случаях, с очень большими погрешностями.

Адаптивная интерпретация метода сопротивлений имеет более широкую область применения: низкоомные разрезы (включения пирита, глинистых минералов и пр.), анизотропные тонкослоистые разрезы и др.

ГЛАВА 10

АДАПТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ

10.1. СИСТЕМА АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС В ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ

Синтез данных промысловой и разведочной геофизики стал инструментом прогноза коллекторских свойств при построении 3D геологических и флюидодинамических моделей, при этом результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин являются информационным ядром для построения геомодели.

Так как коллектор – фильтрующая среда, то важнейшими его свойствами являются флюидоудерживающие способности матрицы и цемента. Эти параметры явным образом присутствуют в дифференциальных уравнениях многофазной фильтрации и моделях эффективной и динамической пористостей.

С появлением концепции эффективного порового пространства возникла необходимость создания информационной технологии для решения задач геомоделирования месторождений нефти и газа, которая нацелена на расчет динамических параметров коллекторов и «неколлекторов».

Система адаптивной интерпретации данных ГИС, методические основы для реализации которой изложены в предыдущих главах, обуславливает переход к **«динамической петрофизике»** (от «абсолютного» порового пространства – к «эффективному»).

Проблема адекватности 3D геомоделей реальным геологическим объектам обусловлена в частности погрешностями входных геолого-геофизических данных, пространственного положения скважин, петрофизического, метрологического и интерпретационно-алгоритмического обеспечения. Решить эту проблему призвана система процедур и алгоритмов интерпретации данных ГИС, направленных на определение динамических характеристик коллекторов с высоким вертикальным разрешением, объединенных принципами адаптивности и петрофизической инвариантности коллекторов.

Переход к динамической петрофизике существенно повышает точность и надежность геологического и гидродинамического моделирования.

Системный подход позволяет установить связи между этапами геомоделирования и элементами системы адаптивной интерпретации данных ГИС.

В соответствии с терминологией теории систем, системное геомоделирование в целом возможно на основе познавательной модели, т.е. модели, учитывающей взаимодействие различных систем объекта изучения и позволяющей установить основные функциональные и параметрические связи. Такая модель «подгоняется под реальность». Познавательные модели необходимы для построения pragматической модели управления. Моделью управления является модель разработки пласта на основе гидродинамической модели. Подсистемы познавательной модели в свою очередь напрямую связаны с подсистемами геомоделирования: петрофизической, литолого-фациальной и структурно-стратиграфической моделями.

Система адаптивной интерпретации данных ГИС предполагает активное использование принципа адаптивности на всех этапах геомоделирования – от петрофизического обеспечения сейсмической инверсии до флюидальной и гидродинамической модели.

На рис. 10.1.1 показаны связи элементов системы адаптивной интерпретации данных ГИС и этапов геомоделирования.

Построение геологических моделей начинается с этапа структурно-стратиграфического моделирования, в связи с чем особую важность приобретает оценка точности положения скважин в геологическом пространстве.

Оценка неопределенности положения скважины – модель погрешностей инклинометрии – является

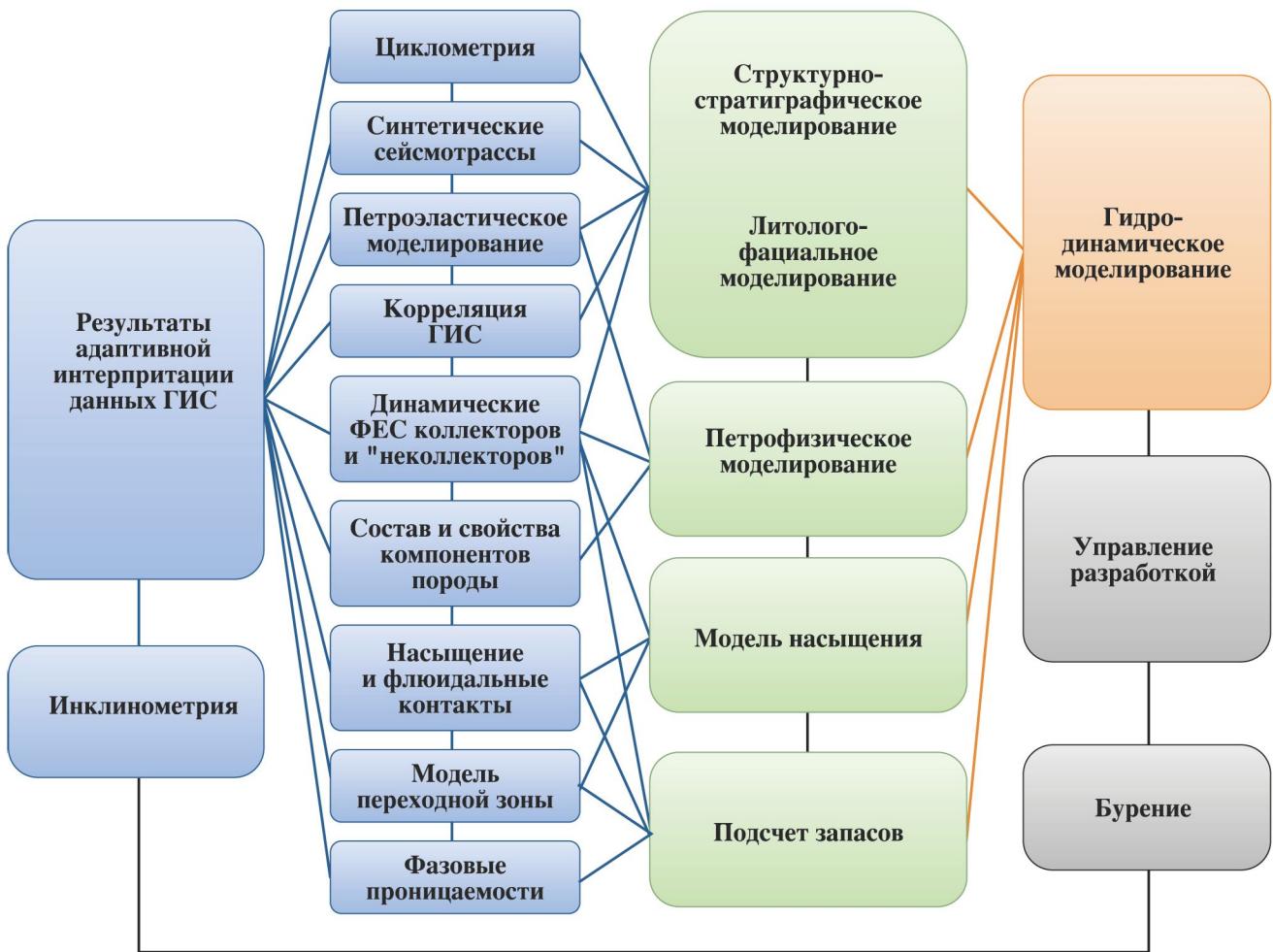


Рис. 10.1.1. Связи блоков системы адаптивной интерпретации данных ГИС и этапов геомоделирования

ключевым элементом как безопасного экономически эффективного бурения, так и надежного геомоделирования. Роль инклинометрии в геомоделировании и проблема учета погрешностей инклинометрии при геологической интерпретации геофизической информации рассмотрена ниже в разделе 10.2.

Одним из наиболее значимых инструментов для прогнозирования геологического строения в межскважинном пространстве являются сейсмические исследования. Динамическая интерпретация сейсмических данных, основанная на связи упругих свойств горных пород с параметрами волнового поля, позволяет получать объемные тренды, характеризующие ФЕС продуктивных пластов.

Адаптивные алгоритмы применимы для моделирования упругих свойств коллекторов с целью разделения разреза на литотипы путем решения обратной динамической задачи сейсморазведки и увязки сейсмической и скважинной информации. (В разделе 10.3 приведен пример расчета акустической жесткости по данным ГИС и показана возможность восстановления последней при отсутствии данных АМ и ГМ по величине петрофизического инварианта.)

С техническим перевооружением петрофизики активно развивается новое направление – моделирование упругих свойств пород (петроэластическое моделирование или RockPhysics). Этот процесс органически связан с развитием «геологического интеллекта» методологии комплексной интерпретации данных ГИС. Адаптивные методики применимы на этапе петроэластического моделирования для определения эффективной пористости, которая необходима при проведении замещения флюидов Гассмана с целью выделения коллекторов с различным насыщением по результатам сейсмической инверсии.

Перечисленные выше задачи, решаемые с помощью результатов адаптивной интерпретации, а также возможности корреляции пластов, фациального анализа и циклометрии по динамическим ФЕС, оказываются задействованы на этапах структурно-стратиграфического и литолого-фациального моделирования.

Петрофизическое моделирование в геомодели предполагает получение кубов динамических ФЕС коллекторов, эффективной (динамической) пористости и эффективных проницаемостей по воде и нефти. Пример моделирования в эффективном поровом пространстве рассмотрен в разделе 10.4.

Принцип инвариантности, заложенный в основу адаптивной методики, позволяет в случае сложных неоднородных коллекторов получить наиболее достоверную картину распределения фильтрационно-емкостных параметров в трехмерном пространстве.

Определяемые по данным ГИС с помощью адаптивной технологии эффективная и динамическая пористости и коэффициент нефтенасыщенности (см. главу 7) позволяют использовать капиллярно-гравитационную модель для расчета распределения углеводородов в переходной зоне и прогнозировать фазовые проницаемости с высокой надежностью (методические принципы изложены в главах 4 и 5). Решение этих задач необходимо на этапах построения модели насыщения, при подсчете запасов и гидродинамического моделирования.

Таким образом, результаты адаптивной интерпретации данных ГИС находят применение на всех этапах геомоделирования, образуя систему адаптивной интерпретации, так как результаты решения задач оказываются тесно взаимосвязаны.

10.2. РОЛЬ ИНКЛИНОМЕТРИИ В ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ

Инклинометрия и определение положения (траектории или курса) скважины абсолютно необходимы для решения широкого круга задач на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации скважины. В первую очередь, это касается геофизической интерпретации, структурных построений на основании сейсморазведки, вертикального сейсмического профилирования, геологического моделирования, подсчета геологических и извлекаемых запасов, составления схем разработки, проектирования бурения новых скважин и зарезки вторых стволов.

Современные инклинометры обеспечивают направленное бурение, позволяя ориентировать отклонители долота, кроме того, реализована возможность ориентирования перфораторов, керноотборников, скважинных сейсмоприемников. Информация о кривизне ствола скважины позволяет решать многие технологические вопросы, а также вопросы капитального ремонта. Например, знание интенсивности кривизны скважины позволяет предотвратить возможные затруднения и аварии, в частности, прихват и обрыв приборов.

При бурении новой скважины дирекционные датчики обеспечивают ее проводку в заданном направлении, позволяя предотвратить столкновение с уже пробуренными скважинами. Ликвидация (глушение) аварийных скважин невозможна без данных инклинометрии, обеспечивающих бурение скважин-ликвидаторов.

Дирекционные данные необходимы не только для направленного бурения, но и для трехмерного цифрового геологического моделирования, построения геологических моделей месторождений, – как новых, так и разбуренных десятилетия назад. При этом к данным инклинометрии необходимо предъявлять повышенные требования, так как абсолютные отметки и координаты пластопересечений являются основой структурной модели. Построение модели – трудоемкий и дорогостоящий процесс, без знания точных траекторий скважин модель заведомо обречена на погрешности, требующие дальнейшего исключения с последующим уточнением или пересмотром модели.

Контроль точности инклинометрии является современной актуальной проблемой [238–240].

Надежность определения положения скважины необходима не только для проектирования и бурения новых скважин с поверхности, но еще более актуальна при забуривании вторых стволов, особенно горизонтальных. Ошибка вертикального положения скважины в 1–3 м может привести к бурению скважины в водонасыщенную зону [86].

Таким образом, современная инклинометрия является не только неотъемлемой частью строительства новых скважин, но и имеет существенное значение для переоценки скважин старого фонда.

Сложность изучения строения залежей нефти и газа связана с их локализацией на значительных глубинах в толще земной коры. Единственной возможностью получения прямой информации о строении продуктивных пластов является использование скважинных исследований. Бурение и исследование скважин – процессы весьма дорогостоящие, поэтому степень изученности целевых интервалов геологического разреза прямыми скважинными исследованиями весьма мала. Учитывая, что средняя плотность расположения скважин на полностью разбуренных месторождениях составляет около 20 га/скв., а ради-

ус скважинных исследований не превышает первых метров, можно с уверенностью утверждать, что прямыми исследованиями даже на завершающей стадии разбуривания продуктивных пластов охвачена площадь, составляющая тысячные доли процентов от всей площади залежи. Таким образом, любые ошибки, полученные при интерпретации скважинной информации, распространяются на значительную площадь залежей.

Использование данных инклинометрии для получения информации о геологическом строении продуктивных пластов является одним из определяющих факторов при анализе скважинной информации. От достоверности сведений о положении ствола скважины во многом зависит правильность корреляции материалов ГИС, правильность привязки сейсмических отражений к скважинам, достоверность структурных построений, достоверность оценки положения уровней межфлюидных контактов и, как следствие, достоверность оценки начальных и локализации остаточных запасов нефти и газа, эффективность планирования работ по доразведке и разработке месторождения. Рассмотрим отдельные этапы геологической интерпретации скважинной информации, для которых ошибки инклинометрии могут быть критичными.

Выделение продуктивных интервалов в разрезах скважин осуществляется путем корреляции материалов ГИС. Корреляция геологических границ по скважинным данным представляет собой процесс сопоставления диаграмм ГИС в соседних скважинах и прослеживание границ, разделяющих комплексы пород от скважины к скважине. Кроме признаков «похожести» формы диаграмм ГИС при корреляции используется ряд дополнительных критериев идентификации геологических границ. К таким критериям можно отнести априорную информацию о выдержанности общей стратиграфической толщины интервала, о возможном наличии стратиграфического выклинивания или литологического замещения, о направлении и углах падения пласта, о возможном наличии дислокационных тектонических нарушений и выпадении (повторении) пласта в разрезе скважины и другое. Значительные ошибки в определении вертикального положения ствола могут вызвать серьезные затруднения в корреляции материалов ГИС, а иногда и привести к неверной идентификации пласта в разрезе скважины.

При оценке геологического строения продуктивного пласта значительный объем информации о его структурном строении и распределении фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве может быть получен в результате интерпретации сейсмических данных. В упрощенном виде последовательность структурной интерпретации сейсмических материалов выглядит следующим образом. Сначала проводится выделение границ пластов и отражающих горизонтов на временных разрезах и выполняется построение карт изохрон. Затем проводится привязка временных разрезов к скважинам с данными вертикального сейсмического профилирования (ВСП) или акустического метода (АМ) и выполняется построение скоростной модели среды. С использованием скоростной модели карты изохрон пересчитываются в структурные карты. В окончательном варианте структурные карты «притягиваются» к отметкам глубин в скважинах, не участвовавших в создании скоростной модели. Такими скважинами, как правило, являются скважины без данных ВСП и АМ, наклонно направленные скважины с большим удлинением. Зачастую, при этом не учитываются погрешности, определения структурных отметок в скважинах и в исходной сейсмической поверхности из-за чего окончательная структурная поверхность может отличаться от истинной. Это связано, во-первых, с тем, что в процессе геологической интерпретации специалисты не имеют данных о погрешностях инклинометрии. Такие данные должны предоставляться компаниями, занимающимися инклинометрическими исследованиями, вместе с результатами самих измерений кривизны ствола скважины. Второй проблемой является формальный подход интерпретаторов сейсмических материалов при оценке точности структурных построений. Как правило, оценка точности проводится одним или двумя методами, выдающими всего одну цифру погрешности для каждого отражающего горизонта на всю площадь построений. Такой подход упрощает задачу оценки точности, но не дает возможности охарактеризовать достоверность структурных построений в различных участках площади. Очевидно, что вблизи вертикальных скважин с минимальными погрешностями определения структурного положения границ точность построений значительно выше, чем в межскважинном пространстве и на удалении от скважин. Таким образом, решение о том, какие из исходных материалов – структурная сейсмическая поверхность или положение ствола наклонной скважины с большим удлинением требуют корректировки, должно приниматься исходя из сопоставления оценок точности скважинных данных и сейсмических материалов в точках пластопересечений.

Одним из важнейших параметров, характеризующих строение залежей нефти и газа, является уровень водонефтяного или газоводяного (газонефтяного) контакта. При ошибке определения уровня контакта на один метр для залежей среднего размера в условиях полого залегающих пластов Западной Сибири оцениваемая площадь залежи может измениться на 3–5 %, что сказывается при подсчете запасов

УВ. Обычно при анализе положения межфлюидных контактов используют только вертикальные скважины. Однако при необходимости построения трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей поверхность контакта должна удовлетворять данным по всем скважинам, пробуренным в пределах залежи. При этом поверхность обычно стремится приблизить к горизонтальной. Для достижения необходимого результата в абсолютные отметки наклонно направленных скважин нередко вводятся поправки с целью приблизить поверхность контакта, проведенную через скважины, к горизонту. Для выполнения этой процедуры также необходимо учитывать погрешность данных инклинометрии и допустимые величины возможных поправок. Следует также отметить, что поправки, которые используются для приведения поверхностей межфлюидных контактов к горизонту, на практике вносят только в абсолютные отметки, т.е. корректируют только вдоль вертикальной оси. В то же время погрешность определения истинного положения каждой точки ствола скважины по данным инклинометрии определяется эллипсоидом, т.е. существуют также погрешности в горизонтальной плоскости.

Еще одной проблемой при стремлении получить поверхность контакта, близкой к горизонту, является отсутствие четких критериев «горизонтальности». Для контакта между водонасыщенными и нефтенасыщенными породами существует понятие зеркала чистой воды – поверхности, ниже которой нефтенасыщенность равна нулю и понятие водонефтяного контакта (ВНК) – поверхности, ниже которой доля нефти в скважинных притоках нерентабельна для разработки. Для целей подсчета запасов и геометризации залежи определяют именно уровень ВНК, поверхность которого, в отличие от поверхности зеркала чистой воды, негоризонтальна. Степень негоризонтальности поверхности ВНК определяется неоднородностью ФЕС вмещающих залежь горных пород, их гидрофобностью или гидрофильтральностью. Из-за сложности строения переходной зоны определить четкие критерии близости поверхности ВНК к горизонтальной весьма сложно. Экспертно для мелких и средних залежей принимается допустимым перепад уровня ВНК в пределах залежи в 4–5 м, а нередко и более. Поэтому бездумное введение поправок в положение траектории ствола скважины с целью получения горизонтального контакта без учета величины допустимой погрешности инклинометрии неоправданно.

Таким образом, на современном этапе развития технологий геологического моделирования залежей нефти и газа важна и не только информация о положении ствола скважины в пространстве, но не менее важна и информация о неопределенности этого положения вдоль всего ствола. Включение такой информации в процесс геофизической интерпретации и геологического моделирования необходимо для повышения достоверности представлений о строении залежей, о содержащихся в них запасах, локализации участков с невыработанными запасами на конечных стадиях разработки месторождений. Даже скважины, положение ствола которых определено с использованием гирроскопического прибора, должны содержать информацию о погрешности выполненных измерений, так как эти погрешности никогда не бывают нулевыми.

Современные системы для определения пространственных координат точки измерений состоят из трех блоков: блока измерения зенитного угла, блока измерения азимута и блока измерения длины скважины (иногда функции некоторых могут совмещаться).

Для измерения азимута применяются магнитные и гирроскопические приборы, при этом, блоки измерения угла и длины скважины в них в основном идентичны.

Магнитным инклинометром производятся одновременные измерения трех взаимно ортогональных составляющих вектора напряженности магнитного поля Земли и трех взаимно ортогональных компонент вектора силы тяжести, по которым определяются азимутальный и зенитный углы наклона скважины. В приборе используются жесткозакрепленные феррозондовые датчики магнитометра и акселерометры.

При измерении такими приборами азимут скважины отсчитывается от направления на магнитный полюс Земли.

Проведение дирекционных измерений магнитными приборами сталкивается с рядом ограничений и сложностей. В первую очередь это связано с тем, что магнитное поле Земли не является стабильным и его характеристики изменяются во времени и пространстве. Магнитное склонение – угол между магнитным и географическим севером, также не является постоянным, в отличие от привязки гирроскопического датчика – географического севера (северного полюса).

Частичная коррекция результатов измерений магнитными приборами решается путем контроля геомагнитной ситуации в зоне проведения измерений специальным наземным феррозондовым блоком датчиков и применения методики совместной обработки данных измерений скважинного и наземного измерительных приборов (коррекция поля). Однако параметры магнитного поля на поверхности все же могут отличаться от параметров в толще земной коры.

Магнитные искажения, обусловленные влиянием проводящих элементов, не могут быть исключены полностью, даже при использовании немагнитных труб в компоновке бурильной или обсадной колонны. Помимо металла конструкции скважины, искажающее влияние могут оказывать и некоторые минералы, входящие в состав горных пород (например, пирит), растворы на нефтяной основе могут намагничиваться и т.д.

В силу влияния перечисленных факторов, применение магнитных приборов часто становится недопустимым. Например, при зарезке боковых стволов из скважин, обсаженных стальной колонной, при кустовом бурении или при бурении с морских платформ верхних интервалов скважин, или при повторных измерениях в обсаженной стальной колонной скважине. В этих случаях для измерения азимута скважины необходимо использовать гироскопические системы, показания которых не зависят от напряженности магнитного поля Земли.

В общем случае, погрешность магнитных систем возрастает с увеличением угла наклона скважины, если скважина имеет направление Восток/Запад, и в условиях высоких широт из-за уменьшения горизонтальной составляющей магнитного поля Земли.

Существенно повысить информационный потенциал дирекционных измерений позволяет использование гироскопических инклинометров. Гироскопические приборы обладают более высокой точностью измерений и более широкими возможностями применения по сравнению с магнитными приборами.

Современная аппаратура для гироскопической инклинометрии предполагает использование высокоточных динамически настраиваемых гироскопов (ДНГ). В отличие от «свободного» гироскопа, такой прибор не требует предварительной ориентировки на устье скважины. В практике исследований эта система получила название «самонаводящейся на географический север». Системы измерений на базе таких датчиков называют аналитическими. В таких системах гироскоп представляет собой датчик угловых скоростей (ДУС) и реагирует на угловую скорость основания, на котором он установлен. В стационарном положении прибора измеряемым параметром является угловая скорость вращения Земли. Важно отметить, что для заданной широты эта величина является известным и стабильным параметром (в отличие от параметров магнитного поля), что позволяет надежно корректировать данные гироскопических измерений. Угловая скорость вращения Земли векторная величина, и ее горизонтальная составляющая направлена по географическому меридиану, что позволяет определять азимут относительно направления на географический север. Регистрируемые сигналы акселерометров и гироскопического датчика(-ов) характеризуют соответственно проекции вектора ускорения свободного падения и проекции вектора угловой скорости вращения Земли на оси приборной системы координат, аналогично измерениям положения прибора относительно вектора магнитной индукции поля Земли.

Неоспоримым преимуществом гироскопических приборов по сравнению с магнитными является возможность проведения инклинометрических измерений в обсадной колонне, бурильных или насосно-компрессорных трубах.

Гироскопические приборы также реализуют возможность непрерывной регистрации угла и азимута, что позволяет измерять положение скважины с высокой детальностью.

В общем случае, погрешность стационарных гироскопических приборов (аналогично магнитным) возрастает с увеличением угла наклона скважины, если скважина имеет направление Восток/Запад, и в условиях высоких широт из-за уменьшения горизонтальной составляющей угловой скорости вращения Земли. Точность гироскопических систем с непрерывной записью в общем случае определяется точностью определения положения начальной точки записи и внутренним дрейфом датчика, при этом ограничения по углу скважины, ее направлению или широте отсутствуют.

Погрешности дирекционных измерений разделяют на два основных типа:

- грубые промахи, не допускающие математического описания;
- статистические ошибки, допускающие математическое описание.

Первым этапом контроля качества измерений является выявление грубых промахов. При этом наиболее эффективным способом является проведение повторных измерений, например, контроль гироскопическими приборами измерений магнитными.

На втором этапе изучаются статистические погрешности, для описания которых используется специальная модель. **Модель статистических погрешностей** позволяет рассчитывать эллипсоид (или конус) неопределенностей для каждой точки траектории скважины. Она является необходимым инструментом для решения многих вопросов, связанных с проектированием и строительством скважин. В частности, модель погрешностей позволяет провести расчеты для избежания столкновений с соседними

скважинами, что первостепенно при бурении с платформ или кустовом бурении. При глушении аварийных скважин к модели погрешностей могут быть предъявлены весьма высокие требования.

Знание модели погрешностей необходимо для решения важных геологических и технических задач: при построении пространственной модели месторождения (уточненная корреляция пластопересечений, совместная обработка данных сейсморазведки и ГИС), при проведении скважины через несколько геологических целей и в других ситуациях.

10.2.1. МОДЕЛЬ ПОГРЕШНОСТЕЙ ПРИ ДИРЕКЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

Модель погрешностей дирекционных измерений Вольфа и деВорта (1981 [246]) для применения с современными приборами и профилями скважин требует уточнений и изменений.

В 1995 г. специалистами ведущих мировых компаний был образован направляющий комитет по точности дирекционных измерений в скважине (Industry Steering Committee on Well bore Survey Accurancy – ISCWSA), в задачи которого входит разработка международного промышленного стандарта построения моделей погрешностей при дирекционных измерениях.

На сегодняшний день, комитет является технической секцией по вопросам определения положения скважин общества инженеров-нефтяников (SPE-WPTS). Этим комитетом предложен подход к разработке моделей погрешностей, который теоретически обоснован и ориентирован на современную аппаратуру и технологию работ по строительству и исследованию скважин [238, 245]. В рамках этого подхода построение модели погрешностей предполагает комплексный учет как аппаратурных погрешностей, так и погрешностей условий измерений с целью получения эллипсоида неопределенности измерений для аппаратуры данного типа.

Принцип построения модели погрешностей заключается в анализе большого массива измерений в различных скважинах с целью определения величины и стандартного отклонения для каждой из рассматриваемых погрешностей, а также установления систематического или случайного ее поведения.

Первым этапом контроля качества измерений является выявление грубых промахов. При этом наиболее эффективным способом является проведение повторных измерений, например, контроль гирокомпасами приборами измерений магнитными.

На втором этапе изучаются статистические погрешности, для описания которых используется специальная модель.

Погрешность (вектор погрешности) на точке измерений n обуславливает неопределенность положения точки траектории скважины [245]:

$$\varepsilon_{i,n} = \sigma_i \omega_i P_n, \quad (10.2.1)$$

где ε_i – вектор погрешности положения скважины, σ_i – величина погрешности от i -го источника погрешности.

Функция влияния ω_i или «весовая функция» в векторной форме описывает влияние погрешности на измерение вдоль продольной оси скважины z и на измерения углов I и азимута A :

$$\omega_i = \frac{\partial p}{\partial \varepsilon_i} = \begin{bmatrix} \partial z / \partial \varepsilon_i \\ \partial I / \partial \varepsilon_i \\ \partial A / \partial \varepsilon_i \end{bmatrix}. \quad (10.2.2)$$

Для каждой погрешности аналитически или эмпирически определяется функция влияния, так как поведение погрешностей существенно зависит от ориентации прибора в пространстве. Например, погрешность вследствие прогиба прибора максимальна при его горизонтальном положении, т.е. пропорциональна величине зенитного угла.

Вектор приращения положения скважины P_n характеризует влияние изменения измеряемых величин (глубина D , угол I , азимут A) на положение точки траектории скважины относительно географических координат (север N , восток E , вертикаль V) и определяется выражением:

$$P_n = \frac{d \Delta r_n}{dp_n}, \quad (10.2.3)$$

где

$$\mathbf{P}_n = \begin{bmatrix} D \\ I \\ A \end{bmatrix}, \quad \Delta r_n = \begin{bmatrix} \Delta N \\ \Delta E \\ \Delta V \end{bmatrix}. \quad (10.2.4)$$

Вектор Δr – инкремент изменения координат скважины между точками измерений $n - 1$ и n .

Суммарный вектор погрешности положения траектории скважины от всех источников погрешностей на точке записи n при k измеренных секциях в скважине описывается ковариационной матрицей:

$$\mathbf{C}_n = \mathbf{C}_{R_n} + \sum_{k=1}^{k-1} \mathbf{C}_{S_N} + \mathbf{C}_{S_n} + \mathbf{C}_{G_n}, \quad (10.2.5)$$

где \mathbf{C}_{R_n} , \mathbf{C}_{S_N} , \mathbf{C}_{G_n} – ковариационные матрицы от источников погрешностей, носящих случайный (R), систематический (S) и глобальный (G) характер.

Диагональ ковариационной матрицы представляет дисперсии неопределенности точки траектории скважины ($\sigma_{NN}^2 \dots \sigma_{VV}^2$) в вертикальной и горизонтальной плоскостях:

$$\mathbf{C}_n = \begin{bmatrix} \sigma_{NN}^2 & \sigma_{NE}^2 & \sigma_{NV}^2 \\ \sigma_{EN}^2 & \sigma_{EE}^2 & \sigma_{EV}^2 \\ \sigma_{VN}^2 & \sigma_{VE}^2 & \sigma_{VV}^2 \end{bmatrix}. \quad (10.2.6)$$

Полусоси эллипсоида неопределенности в горизонтальной плоскости на точке измерений определяются выражениями:

$$\sigma_{n \text{ major/minor}} = 0,5\sqrt{\sigma_{NN}^2 + \sigma_{EE}^2 \pm \sqrt{(\sigma_{NN}^2 - \sigma_{EE}^2)^2 + 4\sigma_{NE}^2}}. \quad (10.2.7)$$

Точностные характеристики работы прибора, полученные в лабораторных условиях, не могут быть использованы для получения реальной погрешности измерений, так как со временем, в процессе транспортировки и в процессе измерений характеристики прибора могут меняться. Это обуславливает необходимость создания модели погрешностей, основанной на реальных скважинных данных.

Современное представление траектории скважины, помимо наиболее вероятного положения ствола скважины, должно включать и допуск в вертикальной и горизонтальной проекции, обусловленный влиянием погрешностей измерений. На рис 10.2.1 приведены вертикальные проекции этой скважины по направлению Восток–Запад, и показано измеренное (наиболее вероятное) положение скважины и рас-

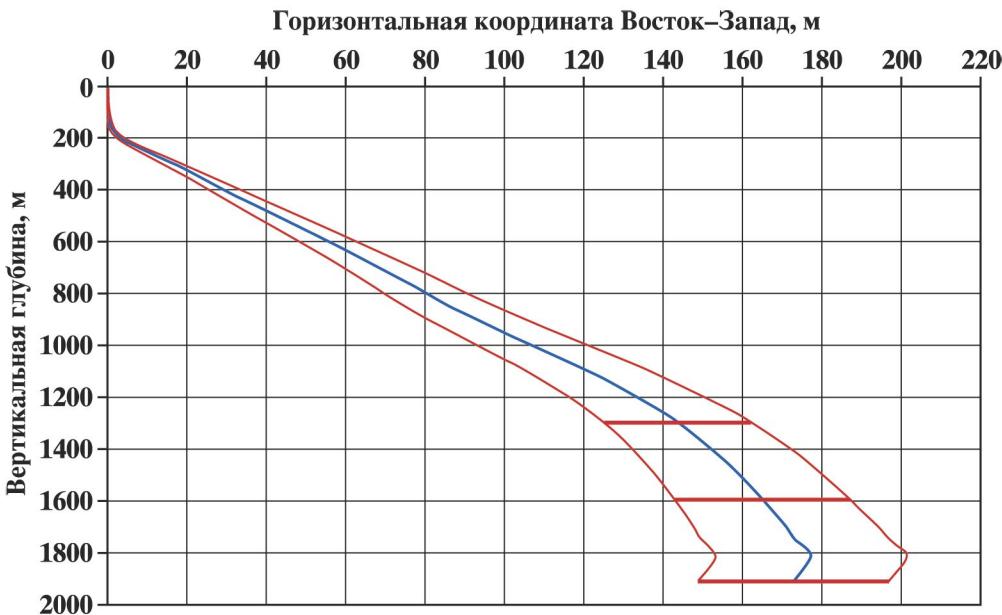


Рис. 10.2.1. Вертикальная проекция скважины по направлению Восток–Запад. Показаны наиболее вероятное положение скважины (центральная линия), конус неопределенности и эллипсы неопределенности на некоторых точках измерений

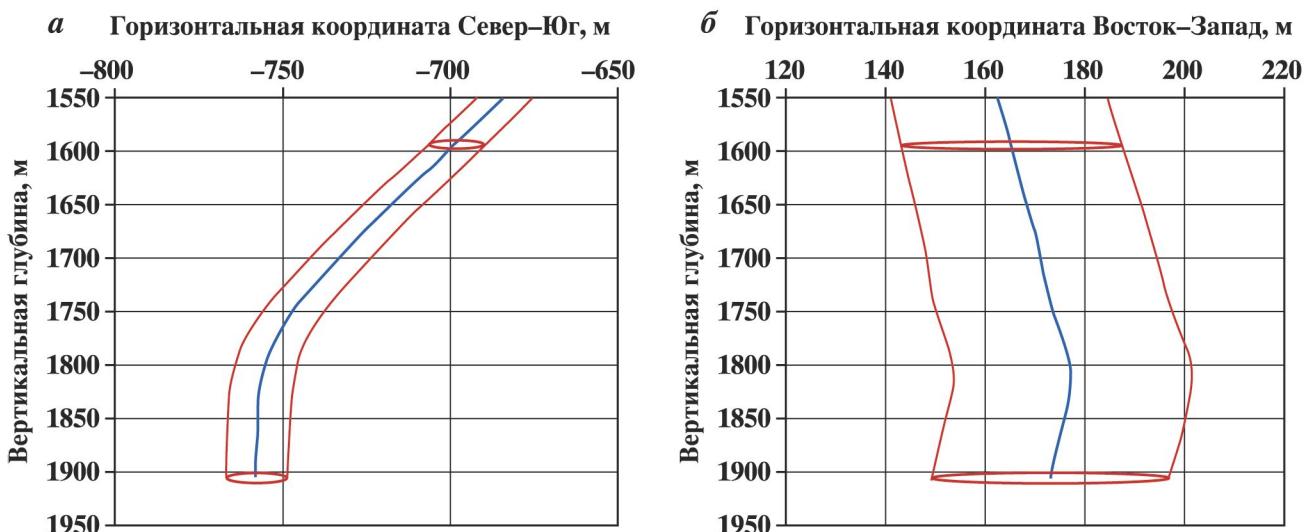


Рис. 10.2.2. Вертикальные проекции скважины в заданном интервале глубин по направлению Север–Юг (а) и Восток–Запад (б).

Показаны наиболее вероятное положение скважины (центральная линия), конус неопределенности и эллипсы неопределенности на некоторых точках измерений

считанный по модели погрешностей конус неопределенности. Выборочно показаны эллипсы неопределенности на некоторых точках измерений. Для подробного рассмотрения отдельных интервалов показаны вертикальные проекции скважины в заданном интервале глубин (рис. 10.2.2).

Детальное описание принципов моделирования погрешностей дирекционных измерений представлено в [190, 191, 238–240].

10.3. АДАПТИВНАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА АКУСТИЧЕСКОЙ ЖЕСТКОСТИ*

Плотностной гамма-гамма (ГГМ) и акустический (на продольных и поперечных волнах, АМ) методы ГИС применяются на разных этапах обоснования и проведения инверсионных преобразований: при калибровке сейсмического импульса, стратиграфической увязке сейсмических и скважинных данных, построении низкочастотной сейсмогеологической модели, установлении взаимосвязей между упругими и другими свойствами горных пород. Под сейсмической инверсией понимают последовательность алгоритмов, преобразующих сейсмический временной разрез в разрез акустического импеданса или акустической жесткости Z : произведения объемной плотности σ на скорость распространения упругих колебаний v .

Данные ГГМ и АМ в комплексе ГИС нередко отсутствуют: ГГМ до сих пор проводят, в среднем, в одной скважине из десяти, АМ не проводился в старом фонде скважин. Показания обоих методов обычно регистрируют не во всем стволе, а лишь в потенциально продуктивном интервале. В результате возникает необходимость «восстановления» диаграмм ГГМ и АМ при их отсутствии путем петрофизического моделирования (Rock Physics), алгоритмы и методики которого основаны на сугубо эмпирических подходах и имеют весьма ограниченную область применимости.

Ниже обосновывается методика и алгоритм восстановления отсутствующих данных ГГМ и АМ по диаграммам других методов стандартного комплекса ГИС.

При инверсионных преобразованиях использование данных ГИС позволяет получить геомодель с

*При участии И.С. Дешененкова.

хорошим вертикальным разрешением в около- и межскважинном пространстве для последующего геологического и гидродинамического 3D моделирования месторождений нефти и газа.

Если скважинные данные о плотностях отсутствуют, для их определения используют эмпирические связи σ со скоростью распространения волн, удельным электрическим сопротивлением, «нейтронной» пористостью и др. Например, эмпирическую зависимость («формула Гарднера») между объемной плотностью σ осадочных пород и скоростью v_p , обобщающую многочисленные экспериментальные данные:

$$\sigma \approx av_p^b, \quad (10.3.1)$$

(v_p выражена в км/с, плотность – в г/см³). Коэффициенты a , b зависят от литотипа [196]; например, для песчаников и глинистых сланцев

$$\sigma \approx 1,741 \cdot v_p^{0,25}. \quad (10.3.2)$$

Формула (10.3.2) занижает плотность песчаников и завышает плотность глинистых сланцев. Эмпирические коэффициенты a и b необходимо определять для каждого конкретного объекта, что усложняет применение этой методики, в особенности при ограниченной априорной информации.

Возможность использования петрофизического инварианта для расчета акустической жесткости основана на использовании характеристических параметров петрофизической модели коллектора и характеристических показаний методов ГИС.

Как упоминалось ранее, алгоритмы аддитивной интерпретации настраиваются не на «опорные» пласти (которых, как правило, нет), а на показания методов ГИС, соответствующие характеристическим параметрам коллектора. Настроочные параметры можно определять и для акустической жесткости, как производной от интервального времени и объемной плотности пород.

На рис. 10.3.1 представлена зависимость интервального времени и скорости волн от плотности и петрофизического инварианта. Как видим, характеристические параметры можно определить из сопоставления акустической жесткости с петрофизическими инвариантами. Отсюда вытекает принципиальная возможность расчета акустической жесткости по показаниям других методов ГИС.

Расчетное соотношение для определения акустической жесткости Z имеет следующий вид:

$$Z(K_n; Z_n) = \Psi[Z(M; Z_M) - Z(\mu; Z_n)] + Z(\mu; Z_n). \quad (10.3.3)$$

Для определения характеристических значений Z можно привлечь скважинные данные из соседних скважин, где имеются данные АМ и ГГМ, или использовать результаты петрофизического районирования, включая результаты лабораторных анализов керна. Сами параметры определяются путем построения сопоставлений, пример которых приведен на рис. 10.3.2.

Можно предложить и другой способ вычисления акустической жесткости по аддитивной технологии интерпретации. Он заключается в расчете объемной плотности и интервального времени по аддитивным моделям через петрофизический инвариант раздельно. Для перехода от петрофизического инварианта к акустической жесткости требуется задать характеристические значения скорости (интервального времени) и объемной плотности породы.

Через интервальное время выражается обратная величина скорости распространения упругих колебаний в соответствии с эмпирической формулой «средних времен» Вайли.

Интервальное время выражается через характеристические показания как

$$\Delta T(K_n; \Delta T_n) = \Psi[\Delta T(M; \Delta T_M) - \Delta T(\mu; \Delta T_n)] + \Delta T(\mu; \Delta T_n), \quad (10.3.4)$$

а объемная плотность как:

$$\sigma(K_n; \sigma_n) = \Psi[\sigma(M; \sigma_M) - \sigma(\mu; \sigma_n)] + \sigma(\mu; \sigma_n). \quad (10.3.5)$$

Тогда выражение для расчета акустической жесткости будет иметь вид:

$$Z(K_n; Z_n) = 10^6 \frac{\Psi[\sigma(M; \sigma_M) - \sigma(\mu; \sigma_n)] + \sigma(\mu; \sigma_n)}{\Psi[\Delta T(M; \Delta T_M) - \Delta T(\mu; \Delta T_n)] + \Delta T(\mu; \Delta T_n)}. \quad (10.3.6)$$

Методика определения настроенных параметров алгоритма (10.3.6) приведена ниже. На рис. 10.3.2

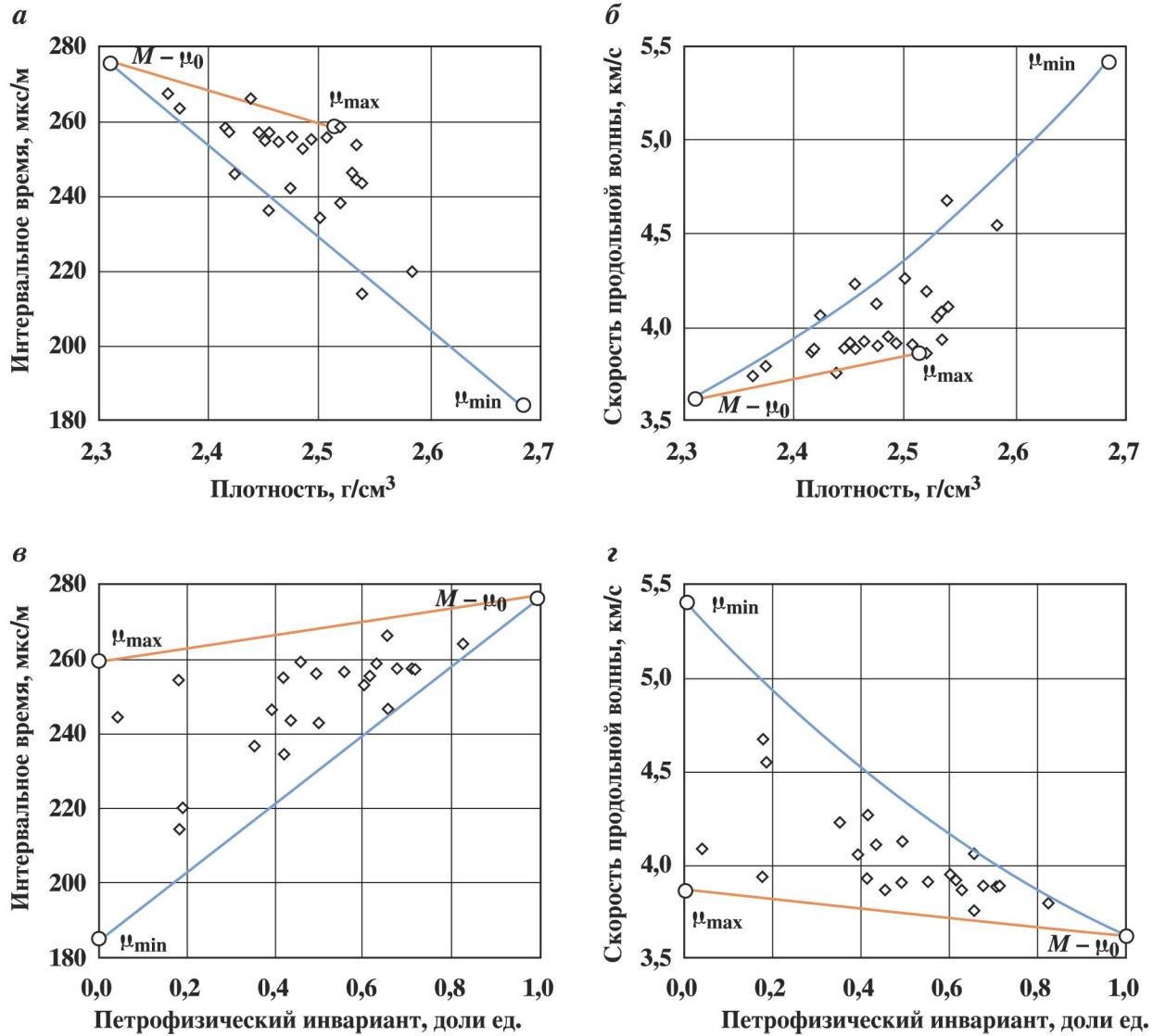


Рис. 10.3.1. Зависимость интервального времени и скорости волн от объемной плотности и петрофизического инварианта

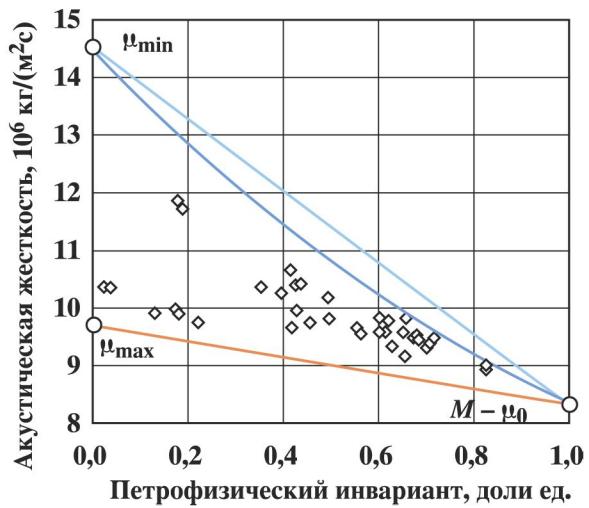


Рис. 10.3.2. Определение характеристических параметров акустической жесткости. Линейная и нелинейная модели

приведено сравнение моделей акустической жесткости, построенных при помощи линейной модели (10.3.3) и произведения скоростей продольных волн, полученных из (10.3.4) и (10.3.5). В случае максимальной водоудерживающей способности зависимости практически совпадают, тогда как для минимальной существенно различаются, что свидетельствует о предпочтительности (10.3.6).

Адаптивная технология интерпретации данных ГИС позволяет определять акустическую жесткость даже при отсутствии данных АМ и ГГМ. Подчеркнем, что решение поставленной задачи базируется на физически обоснованных аналитических моделях (строго – для гранулярных коллекторов различных литотипов).

10.3.1. РАСЧЕТ СИНТЕТИЧЕСКОЙ СЕЙСМОТРАССЫ

Сейсмотрассы представляют собой волновые картины с отражениями, формирующимися на границах слоев, где проявляется контрастность акустических жесткостей, определяющих величину коэффициентов отражения. График поквантовой последовательности коэффициентов отражений называется трассой коэффициентов отражений.

Сейсмическая трасса – это свертка трассы коэффициентов отражений с сейсмическим сигналом. Каждая трасса $x(t)$ разреза может быть представлена в виде:

$$x(t) = k(t) * w(t), \quad (10.3.7)$$

$$k(t) = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}, \quad (10.3.8)$$

где $k(t)$ – трасса коэффициентов отражения; $w(t)$ – импульс; Z_i, Z_{i+1} – значения акустической жесткости на текущем и последующем квантах глубин.

Оценка формы импульса $w(t)$, необходимой для расчета синтетических сейсмотрасс, производится или статистически, или с помощью оптимизационной процедуры, обеспечивающей наилучшее соответствие синтетической трассы реальной вблизи скважины. Извлеченный из сейсмических данных сигнал должен иметь форму, близкую к нуль-фазовой, затухать на концах, а латеральные (от скважины к скважине) вариации формы и амплитуды должны быть геологически обоснованы; иначе они свидетельствуют о наличии дефектов в исходных данных [9].

На рис. 10.3.3 приведена схема расчета синтетических сейсмотрасс. При построении синтетических сейсмотрасс шумовая компонента считается незначительной.

На рис. 10.3.4 представлен пример расчета акустической жесткости по данным ГИС для юрских коллекторов (Западная Сибирь), представленных средне-мелкозернистыми песчаниками сложного минерального состава. Для проверки точности алгоритмов акустическая жесткость Z и петрофизический инвариант Ψ рассчитывались двумя способами. Первый способ – прямой (контрольный) – по данным ГГМ и АМ (объемной плотности и интервальному времени). Второй способ – адаптивный – по данным методов СП, ГМ и ННМ-2. Диаграммы петрофизических инвариантов по разрезу практически совпали, следствием чего является высокая сходимость синтетических сейсмотрасс (рис. 10.3.4).

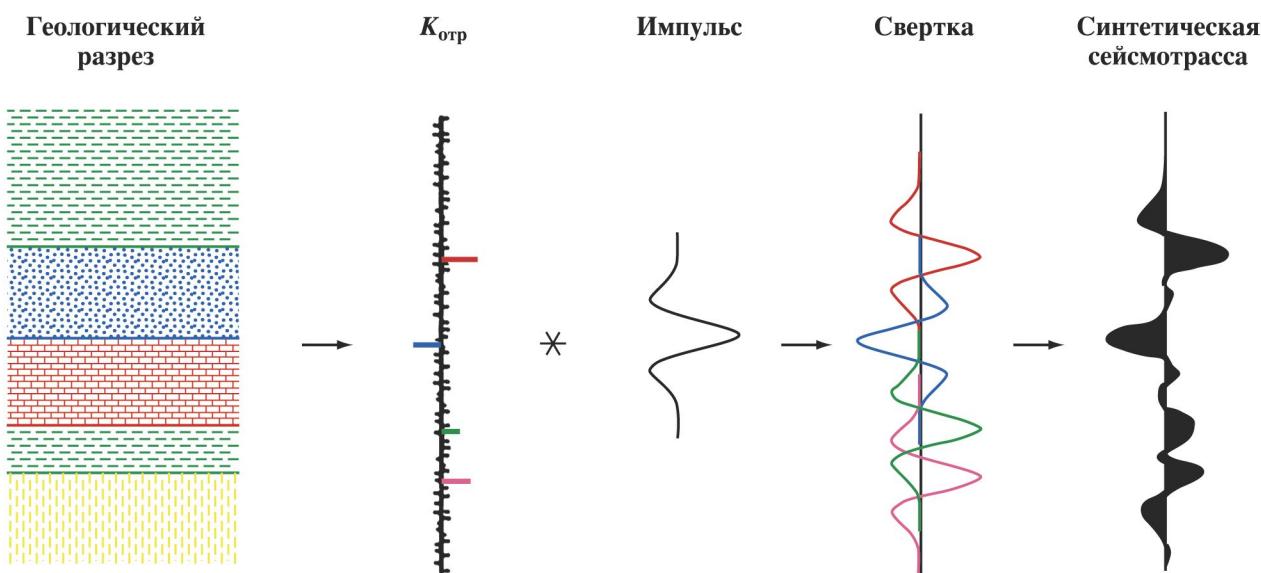


Рис. 10.3.3. Схема расчета синтетической сейсмограммы [29]

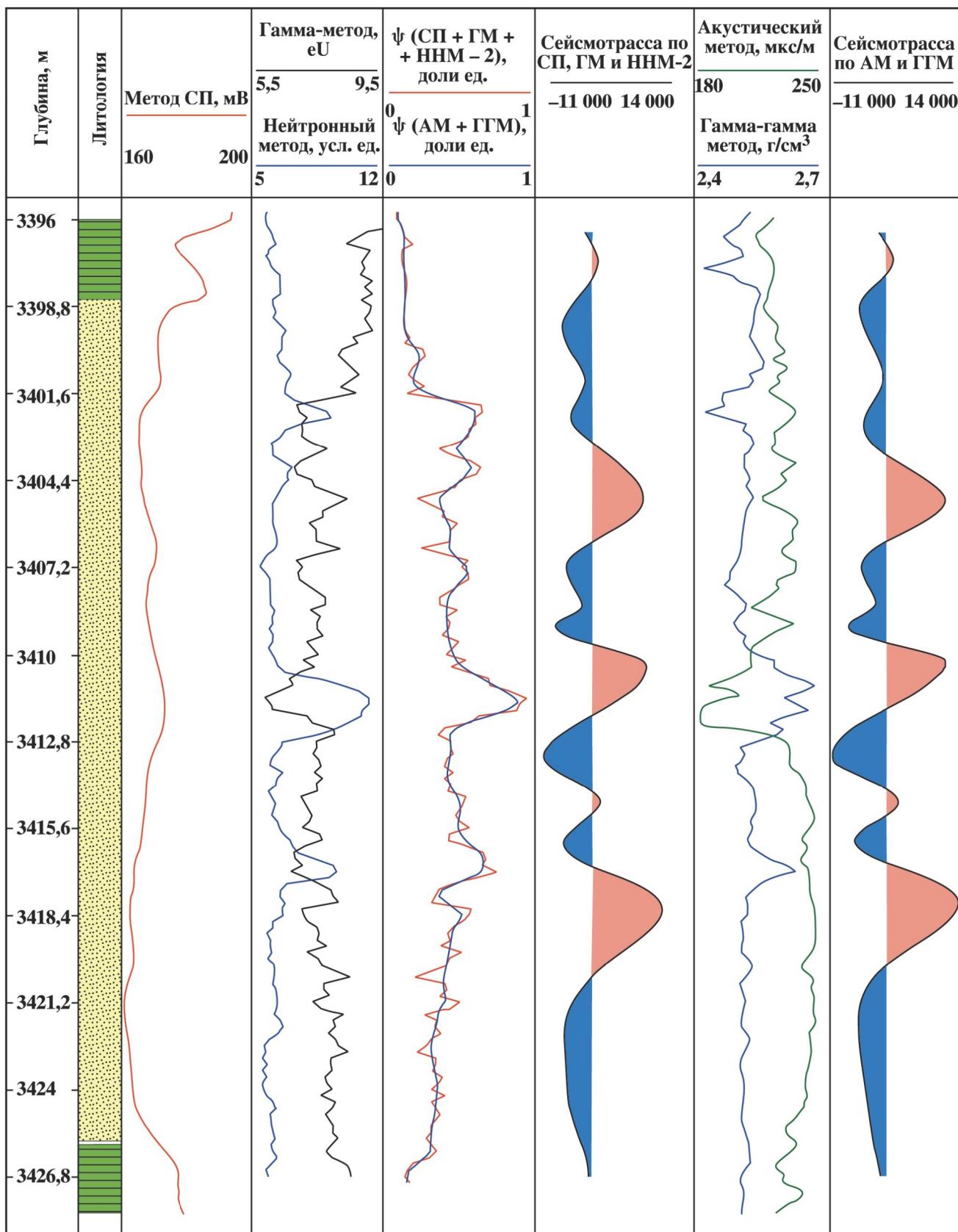


Рис. 10.3.4. Расчет сейсмопротяжек акустической жесткости по данным ГГМ-АМ и СП, ГМ и ННМ-2

В представленном примере для определения характеристических показаний ГГМ и АМ $\mathfrak{R}(K_n; \mathfrak{R}_n)$, $\mathfrak{R}(M; \mathfrak{R}_M)$ и $\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_\mu)$ в нелинейной модели акустической жесткости (10.3.6) использованы данные измерений ГГМ и АМ, зарегистрированные в скважине, принятой нами за опорную, которая расположена на расстоянии 120 м от исследуемой. Затем по (10.3.6) рассчитана величина акустической жесткости в изучаемом коллекторе для данной скважины.

Таким образом, при отсутствии данных ГГМ и АМ в исследуемой скважине характеристические параметры моделей (10.3.3) и (10.3.6) определяются по результатам соответствующих измерений в соседних скважинах, по данным «петрофизического районирования» или лабораторных исследований керна.

10.3.2. ТОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ АКУСТИЧЕСКОЙ ЖЕСТКОСТИ

Одним из преимуществ адаптивной модели (10.3.6) является возможность явного выражения акустической жесткости. Это позволяет определять результирующую погрешность расчета вместе с парциальными погрешностями (обусловленными отдельными частными факторами), исходя из неопределенности задания последних.

Для оценки погрешностей применено имитационное моделирование по методу статистических испытаний, описанное в главе 9. Для его реализации заданы наиболее вероятные значения входных параметров и соответствующие дисперсии (среднеквадратичные отклонения – СКО). Применение метода Монте-Карло правомерно, так как для каждого из входных параметров может быть задана мера неопределенности и закон распределения.

Результирующие погрешности адаптивной методики расчета акустической жесткости обусловлены неопределеностями задания пяти входных параметров. К входным параметрам относятся характеристические значения интервального времени и объемной плотности, неопределенности которых выбраны в соответствии с подходом, изложенным в главе 9. Также заданы средние значения и СКО петрофизического инварианта по результатам моделирования (табл. 10.1).

Таблица 10.1

Задание неопределенностей величины петрофизического инварианта

Эффективная пористость, %	Среднее значение петрофизического инварианта, доли ед.	СКО величины петрофизического инварианта, доли ед.
1	0,04	0,48
3	0,12	0,23
6	0,24	0,125
9	0,36	0,10
16	0,64	0,05
25	1	0,03

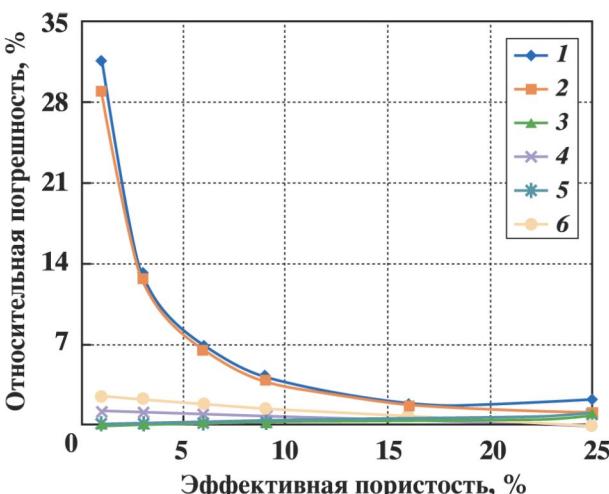


Рис. 10.3.5. Результаты расчета общих и парциальных погрешностей моделирования акустической жесткости в зависимости от величины эффективной пористости.

Шифр кривых: 1 – акустическая жесткость; 2 – петрофизический инвариант; 3, 5 – объемная плотность и интервальное время коллектора при пористости матрицы; 4, 6 – объемная плотность и интервальное время при отсутствии эффективной пористости ($K_n = \mu$, максимальная глинистость)

Расчеты погрешностей Z выполнены для шести значений эффективной пористости ($1\%, 3\%, 6\%, 9\%, 16\%, 25\%$). На рис. 10.3.5 представлены результаты расчетов общих относительных и парциальных погрешностей акустической жесткости.

Общие относительные погрешности обратно пропорциональны величине $K_{\text{п,zf}}$, т.е. точность расчета Z тем больше, чем выше ценность коллектора (погрешность результатов в высокопористых пластах минимальна). Погрешность методики в большей степени обусловлена неопределенностью вычисления петрофизического инварианта, тогда как погрешности характеристических значений упругих свойств влияют существенно меньше.

10.4. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФЕС В ТРЕХМЕРНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Адаптивная технология имеет преимущества даже в самом простом способе реализации.

Подтверждение принципиальных преимуществ адаптивной технологии, нацеленной на количественное определение динамических характеристик коллекторов (эффективная пористость – проницаемость) вместо традиционных статических («пористость – глинистость») проиллюстрируем примером геомоделирования нижнемеловых отложений (пласти БВ₆ и БВ₈), которые вскрыты 14 скважинами одного из месторождений центральной части Вэнгапурского малого вала (Западная Сибирь). Это терригенные песчано-глинистые коллекторы, цемент и матрица которых обладают сложным полиминеральным составом. Для опробования технологии были использованы данные методов ГИС, координаты скважин и пластопересечений, результаты петрофизических анализов керна по скважинам, вскрывшим исследуемые объекты.

В качестве инструмента для реализации новой технологии использована система DV-SeisGeo, обладающая следующими необходимыми функциональными возможностями:

- выполнение логических операций и математических вычислений по произвольным пользовательским алгоритмам со всеми типами данных, загружаемыми в проект;
- формирование пользовательских баз данных произвольных конфигураций для совместной интерпретации данных ГИС и керна;
- применение параметрических и геостатистических методов моделирования при расчете трехмерного структурного каркаса геомодели и заполнении его петрофизическими параметрами;
- наличие инструментов динамического отображения («визуализации»), анализа и редактирования данных.

10.4.1. ГЕОМОДЕЛЬ В АБСОЛЮТНОМ ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Процесс построения цифровых трехмерных геологических моделей включает три основных этапа. Первый этап – это структурное моделирование, включающее в себя построение структурных поверхностей кровли и подошвы резервуара, поверхностей тектонических нарушений (при их наличии) и создание трехмерной сетки (грида) геологической модели. Вторым этапом является фациальное (литологическое) моделирование, при котором в простейшем случае в объеме трехмерной модели ячейкам присваивается индекс принадлежности к коллекторам «неколлекторам». При более углубленном изучении литологического строения отложений производится объемное распространение литотипов (песчаников, алевролитов, глин, плотных прослоев и т.п.) и их фациальной принадлежности. Третьим этапом является петрофизическое моделирование, при котором в ячейках геологической модели определяются фильтрационно-емкостные свойства пород, характер их насыщения и степень насыщенности углеводородами (пострение кубов общей пористости, абсолютной проницаемости и нефтегазонасыщенности) [78].

Результаты ГИС являются основой для выделения литотипов в объеме пласта на этапе литологического моделирования, так как в первую очередь производится литологическое расчленение разрезов скважин. Этот этап предполагает использование граничных значений петрофизических ($K_{\text{п}}, K_{\text{пр}}$) или геофизических параметров ($\alpha_{\text{СП}}, \Delta f_{\gamma}$). Если интервал пласта отнесен к «неколлектору», то ему присвии-

ваются нулевые значения пористости и проницаемости. Соответственно, эти интервалы не учитываются при подсчете запасов, и исключают возможность фильтрационных течений вдоль вертикальной координаты (становятся гидродинамическими барьерами).

В работах [60–64] убедительно показано, что такие подходы к описанию 3D геологического строения залежей нефти (газа) и подсчету их запасов не соответствуют современным представлениям и требованиям. Для преодоления этих трудностей развита новая концепция эффективного порового пространства (ЭПП).

Цифровое геологическое моделирование является относительно новым и динамично развивающимся научным направлением, имеющим важное практическое значение. Из этого следует, что и вопросы методологии и технологий моделирования далеки от завершения.

Переход на составление 3D геологических и гидродинамических моделей продуктивных пластов на основе модели ЭПП с целью повышения достоверности проектирования, анализа и регулирования процессов разработки месторождений нефти и газа признан необходимым ЦКР Роснедра (протокол № 3449 от 13 октября 2005 г.), а также рекомендован решением Международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Тюмень, 16–18 сентября 2009 г.). Развитие научных исследований в рамках методологии ЭПП рекомендовано решением Международной конференции «Петрофизика: современное состояние, проблемы, перспективы» (Москва, 27–28 мая 2010 г.).

10.4.2. ГЕОМОДЕЛЬ В ЭФФЕКТИВНОМ ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Построение фильтрационно-емкостных моделей коллекторов проводилось по первичным показаниям методов ГИС без использования внешних автоматизированных интерпретирующих систем на основе адаптивной технологии интерпретации данных ГИС. Программные средства системы геологического моделирования позволили создать алгоритмы интерпретации данных ГИС, основанные на принципе петрофизической инвариантности с допущением фиксированного значения полной водоудерживающей способности для каждого из рассматриваемых коллекторов и реализовать их одновременно на массиве данных геофизических исследований всех скважин рассматриваемого участка месторождения.

Этапу количественной интерпретации данных ГИС (определение $K_{\text{п эф}}$, $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{пр}}$) предшествовал этап изучения петрофизических моделей коллекторов и получение основных петрофизических уравнений и зависимостей. Значения характеристических параметров (констант) и коэффициентов петрофизических связей для продуктивных пластов, освещенных керном, приведены в табл. 10.2. Традиционно проницаемость оценивается по корреляционной связи проницаемости с общей пористостью. Однако теснота связей $K_{\text{пр}}(K_{\text{п эф}})$ всегда существенно выше, чем $K_{\text{пр}}(K_{\text{п}})$, для всех гранулярных коллекторов. На рис. 10.4.1 приведены сопоставления проницаемости с эффективной пористостью пластов, выбранных для построения модели, и соответствующие коэффициенты корреляции.

Для качественного выделения коллекторов использовались интерпретационные параметры – относительная амплитуда СП $\alpha_{\text{СП}}$ и двойной разностный параметр НГМ $\Delta f_{\text{н}}$. На рис. 10.4.2 представлены в едином масштабе расчетные диаграммы $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{п эф}}$ для пластов БВ₆ и БВ₈. Интервалы коллекторов уточнены по граничному значению эффективной пористости. При этом в понятие «неколлектор» вкладывался традиционный смысл. Однако по современным представлениям [63], разделение пород на коллекторы и «неколлекторы» является условным. При исследованиях керна, интерпретации данных ГИС, в 3D геологических и гидродинамических моделях, при подсчете запасов нефти и газа «неколлекторы» должны рассматриваться, как низкопроницаемые коллекторы с присущими им ненулевыми, хотя и малыми по величине, значениями ФЕС. Такой подход является естественным следствием концепции «эффективного порового пространства» [63]. Он позволяет избежать искажений 3D геологических и

Таблица 10.2

Петрофизические характеристики коллекторов

№ п/п	Пласти	μ_0 , %	μ_0 , %	M , %	a	$K_{\text{п эф}}^{(\max)}$, %	$\alpha \cdot 100$	β	R
11	БВ ₆	5,5	19,0	22,5	0,24	17,0	4,33	0,507	0,92
12	БВ ₈	7,5	18,0	21,5	0,35	14,0	6,76	0,510	0,95

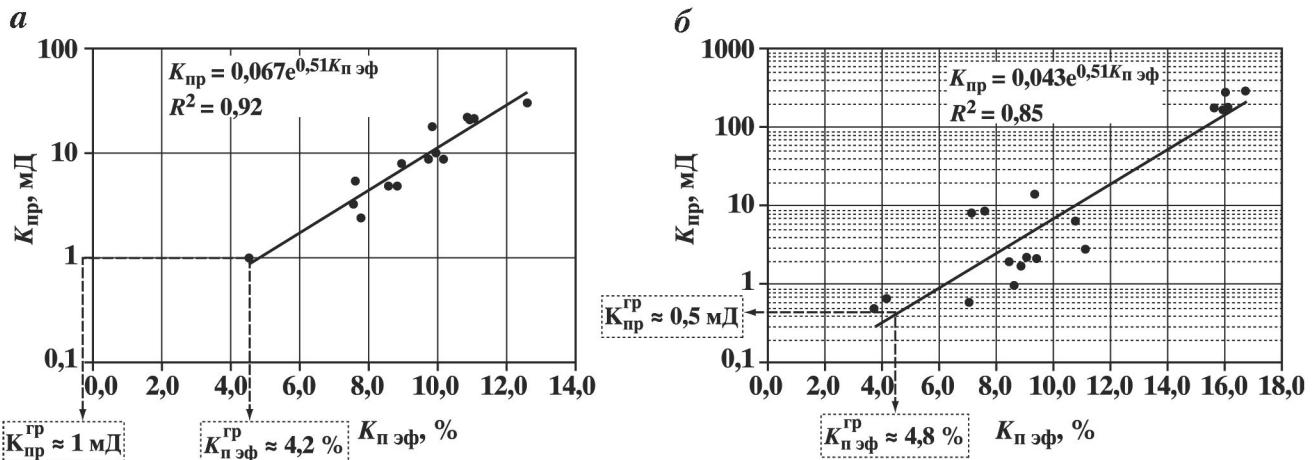


Рис. 10.4.1. Сопоставления проницаемости с эффективной пористостью для пластов БВ₆ (а) и БВ₈ (б)

гидродинамических моделей, величин геологических запасов, приводит к важным следствиям и созданию новых технологий разработки месторождений нефти и газа [61].

Эффективная пористость определялась по методу СП (см. главу 7):

$$K_{\text{п эф}} = \alpha_{\text{СП}} K_{\text{п эф}}^{\max}, \quad (10.4.1)$$

где $K_{\text{п эф}}^{\max}$ – максимальное значение эффективной пористости (по керну или данным ГИС) для исследуемого пласта.

В случае фиксированного значения полной водоудерживающей способности коллектора общая пористость может быть определена через эффективную пористость по уравнению:

$$K_{\text{п}} = [K_{\text{п эф}} (M - \mu) / (M - \mu_0)] + \mu. \quad (10.4.2)$$

Для расчета проницаемости использована связь с высоким коэффициентом корреляции (табл. 10.2):

$$K_{\text{пр}} = \alpha \exp(\beta K_{\text{п эф}}). \quad (10.4.3)$$

Результаты представлены на рис. 10.4.3.

Поскольку скважинные данные характеризуют сравнительно небольшую часть залежи относительно общей площади исследований, для получения наиболее достоверного распределения фильтрационно-емкостных свойств по всему объему продуктивных пластов необходимо иметь дополнительные данные о характере их изменений в межскважинном пространстве. В качестве таких данных традиционно используются трендовые карты, рассчитанные по сейсмическим атрибутам. При отсутствии данных сейсморазведки изучение статистических закономерностей изменений свойств по площади и разрезу и использование их при интерполяции скважинных данных может быть обеспечено с применением методов геостатистического моделирования.

По месторождению, выбранному для опробования адаптивной технологии интерпретации ГИС при построении геологической модели, данные сейсморазведки отсутствовали, поэтому статистический анализ скважинных данных осуществлялся с помощью операций вариограммного анализа.

Результаты интерпретации данных ГИС использовались для заполнения сеток структурного каркаса пластов БВ₆ и БВ₈ с целью выявления особенностей изменений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади и разрезу.

Трехмерные сетки объектов моделирования формировались на геологических поверхностях, рассчитанных по кровлям и подошвам пластов БВ₆ и БВ₈. На рис. 10.4.4 приведены результаты расчета кровли пластов и кровли коллекторов после расчета модели методом симуляции.

По результатам параметрического и геостатистического моделирования пласты БВ₆ и БВ₈ характеризуются выполнением структуры в юго-восточном направлении и наиболее резким погружением в

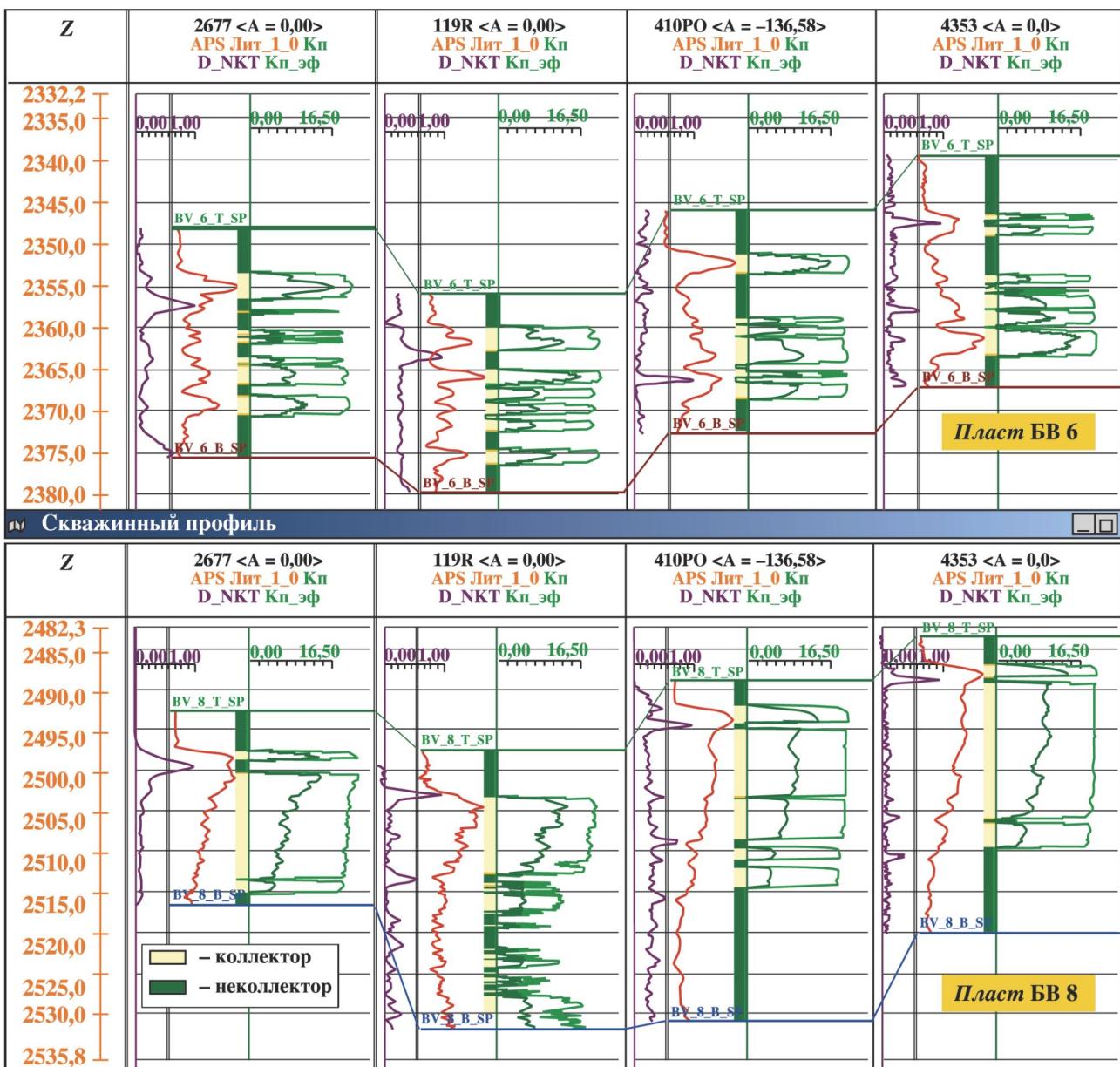


Рис. 10.4.2. Выделение коллекторов и расчет ФЕС по данным ГИС

западном направлении. Построенные геологические поверхности по кровлям и подошвам пластов использовались при расчете трехмерных геологических сеток по этим объектам.

В процессе интерполяции ФЕС в пространстве трехмерных структурных каркасов использовались методы геостатистического моделирования. Заполнение ячеек геологической сетки контролировалось статистическими закономерностями изменений свойств коллекторов по глубине и вдоль слоев моделей, полученными на этапе вариограммного анализа.

В результате рассчитаны пространственные распределения коллекторов и неколлекторов, пористости, эффективной пористости и проницаемости. На рис. 10.4.5 показана трехмерная сетка по пласту БВ₆ с распределением по ячейкам коллекторов (выделены светло-желтым) и участков разреза с нулевой эффективной пористостью (выделены зеленым). Оранжевой линией в пространстве куба отмечена поверхность профиля, по которой отображены сечения кубов эффективной пористости и проницаемости, с одновременным изображением значений $K_{\text{н.эф}}$ и $K_{\text{пр}}$ в виде цветокодированных колонок.

Как следует из рис. 10.4.5, по значениям $K_{\text{н.эф}}$ наилучшие коллекторы отмечаются в восточной части площади, эта же тенденция в распределении коллекторов еще более заметна при рассмотрении куба проницаемости.

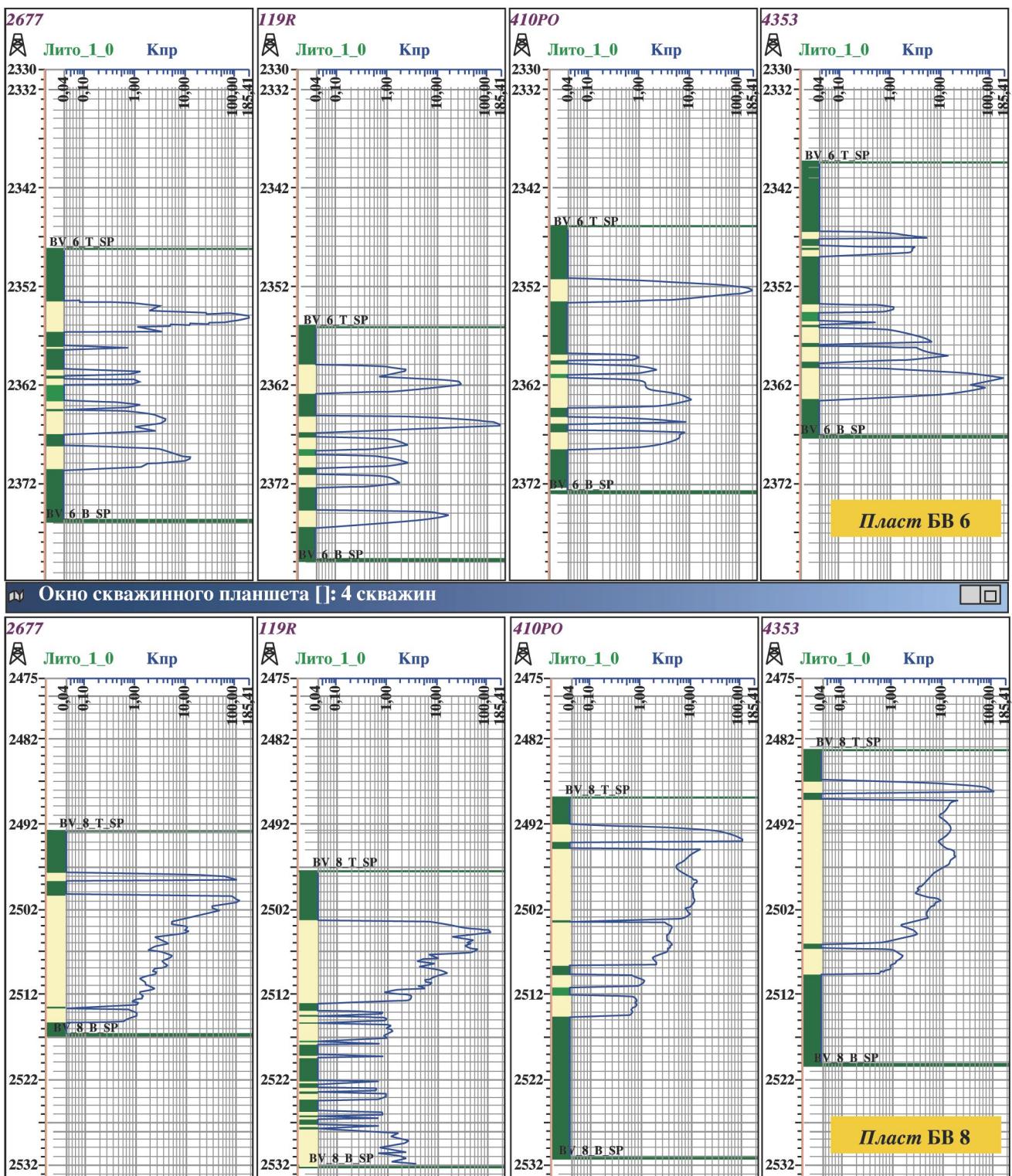


Рис. 10.4.3. Расчетные диаграммы проницаемости для пластов БВ₆ (вверху) и БВ₈ (внизу)

Аналогичная картина более четкого выделения коллекторов по кубам $K_{\text{п, эф}}$ и $K_{\text{пр}}$, по сравнению с кубом общей пористости, наблюдается для пласта БВ₈. Характер распределения высокопористых и проницаемых коллекторов не противоречит данным, полученным в процессе корреляции разрезов эксплуатационных скважин, по которым было установлено, что продуктивные песчаные пластины имеют наклонное залегание с погружением в западном направлении с тенденцией увеличения их общей толщины в том же направлении.

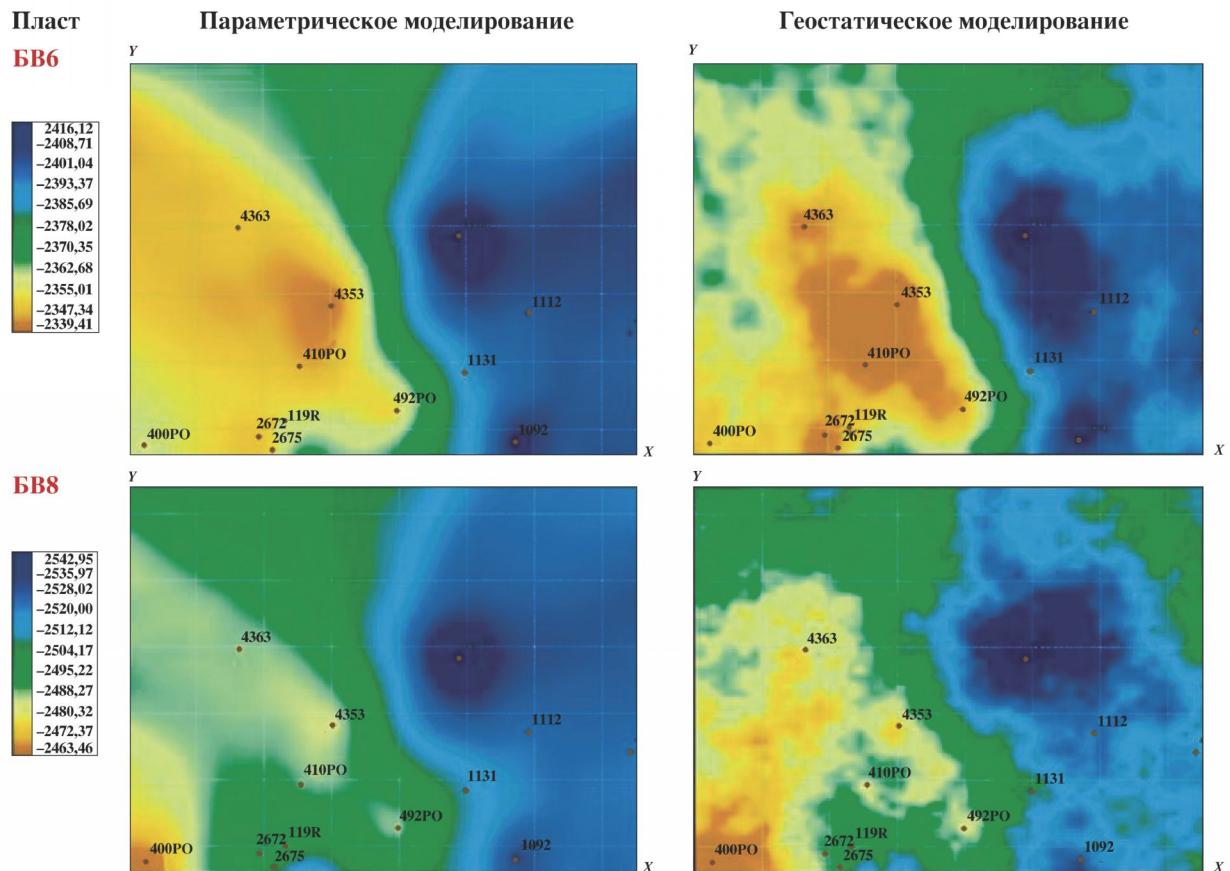


Рис. 10.4.4. Результаты структурного моделирования

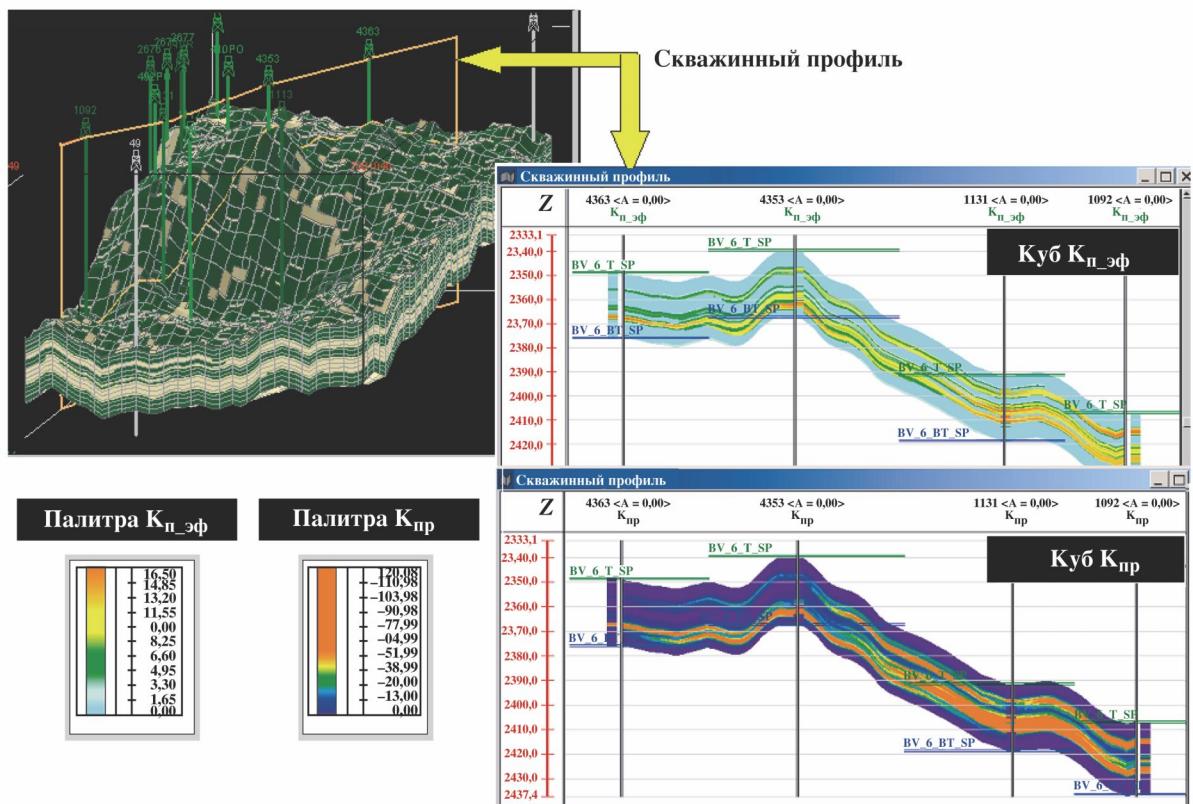


Рис. 10.4.5. Сечения кубов эффективной пористости и проницаемости по выделенному профилю для пласта БВ6

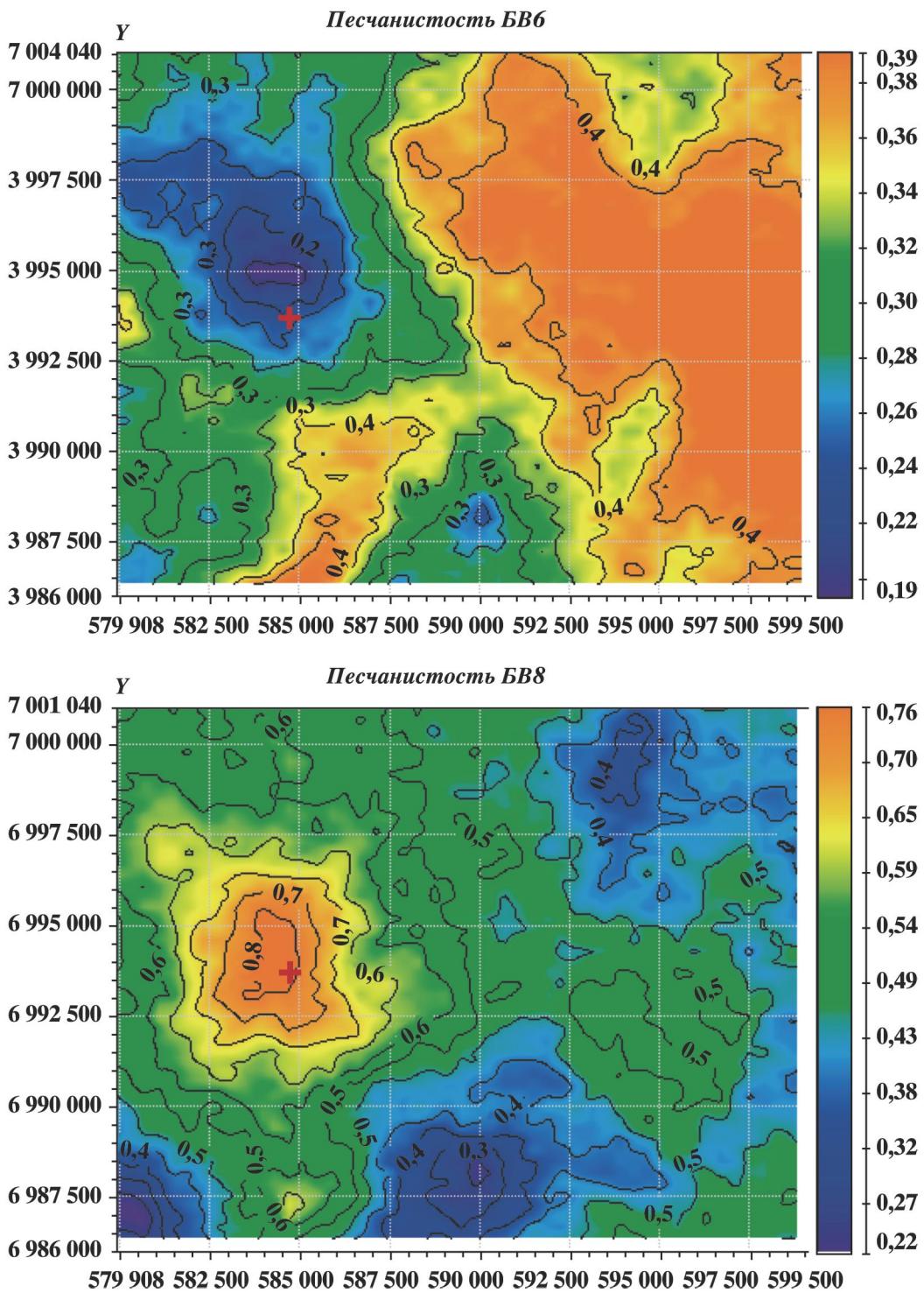
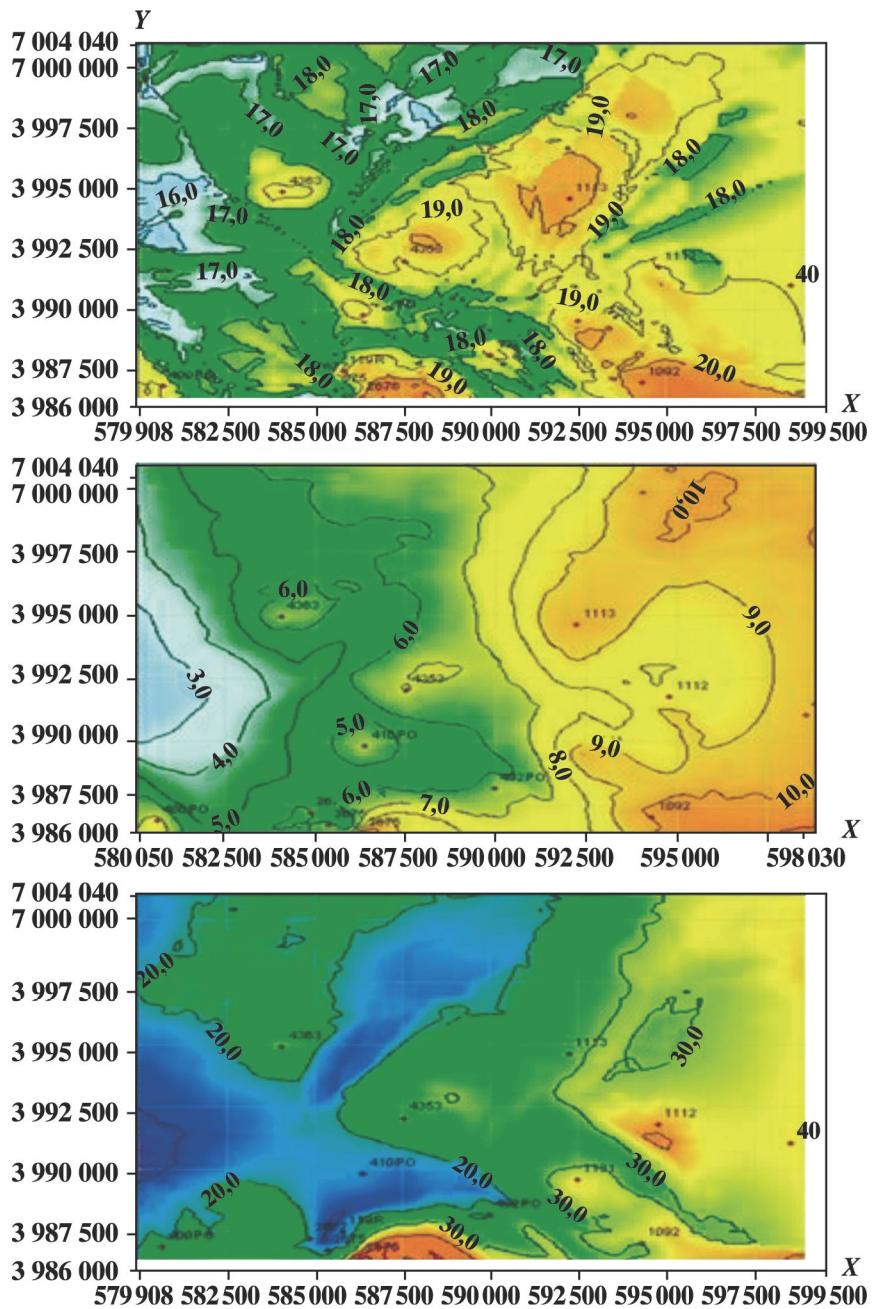


Рис. 10.4.6. Карты песчанистости по пластам BV₆ и BV₈

Распределения песчанистости по площади для исследуемых пластов существенно различаются, что отражают приводимые ниже карты (рис. 10.4.6). Для пласта BV₆ песчанистость меняется от 19 до 39 % и увеличивается в направлении погружения пласта, в то время как пласт BV₈ характеризуется диапазоном песчанистости 22–76 % и наличием максимума песчанистости ближе к центральному участку месторождения.

Карты песчанистости и рассчитанные по трехмерной цифровой геологической модели карты проницаемости, эффективной и общей пористостей, свидетельствуют о существенных различиях в условиях



Палитра карты по кубу $K_{\text{п}}$



Палитра карты по кубу $K_{\text{п эф}}$



Палитра карты по кубу $K_{\text{пр}}$



Рис. 10.4.7. Карты средневзвешенных значений $K_{\text{п}}$, $K_{\text{п эф}}$ и $K_{\text{пр}}$ и их распределения для пласта БВ_6

осадконакопления пластов БВ₆ и БВ₈. Несовпадение зон распространения высокопористых и высоко-проницаемых коллекторов БВ₆ и БВ₈ объясняется их различной фациальной принадлежностью. Так, для коллекторов пласта БВ₈ по различным источникам отмечается преобладание рукавообразных песчаных тел мощностью до 20 м, вытянутых в северо-восточном направлении, тогда как для пласта БВ₆ характерно наличие большого числа песчаных прослоев со средней мощностью около 2 м, что подтверждается на диаграммах ГИС закономерностями изменений ФЕС от кровли к подошве коллекторов (см. рис. 10.4.3).

10.5. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ

Геологические запасы $Q_{\text{н}}$ нефти с использованием данных промысловой геофизики подсчитывают объемным методом [44] по формуле

$$Q_{\text{н}} = \frac{\sigma_{\text{н}}}{b_{\text{н}}} \sum_i s_i h_{\text{н} \text{ эф} i} K_{\text{н} i} K_{\text{н} i}, \quad (10.5.1)$$

где $\sigma_{\text{н}}$ – плотность нефти на поверхности; $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент для нефти в пластовых условиях; запасы подсчитываются путем суммирования количества нефти, содержащейся в элементарных участках залежи, имеющих площадь s_i ; $h_{\text{эф}}$, $K_{\text{н}}$, $K_{\text{н}}$ – средние эффективные мощности нефтенасыщенной части коллектора; коэффициенты нефтенасыщения и пористости в пределах площади s_i .

В главе 3 было показано, что доля объема нефти в объеме породы может быть представлена как произведением $K_{\text{н}} K_{\text{н}}$, так и произведением $K_{\text{н} \text{ эф}} K_{\text{н} \text{ эф}}$. С учетом этого вывода, выражение (10.5.1) может быть записано в виде

$$Q_{\text{н}} = \frac{\sigma_{\text{н}}}{b_{\text{н}}} \sum_i s_i h_{\text{н} \text{ эф} i} K_{\text{н} \text{ эф} i} K_{\text{н} \text{ эф} i}, \quad (10.5.2)$$

где $K_{\text{н} \text{ эф}}$ – эффективная пористость, $K_{\text{н} \text{ эф}}$ – доля нефти в объеме эффективной пористости.

Таким образом, подсчет запасов возможен с использованием эффективной пористости и эффективной нефтенасыщенности, определенных по данным ГИС, так как выражения (10.5.1) и (10.5.2) тождественны.

Современные технологии моделирования пространственной нефтегазонасыщенности предполагают использование модели переходной зоны, как основы моделирования. При этом куб эффективной пористости является исходным кубом для построения куба нефтенасыщенности. Для построений используются связи эффективной пористости с нефтенасыщенностью (см. главу 4), которые предполагают учет как высоты над зеркалом воды, так и неоднородность коллекторов по ФЕС. Полученные таким образом значения нефтенасыщенности сопоставляются со значениями, полученными по данным интерпретации методов сопротивлений. Сходимость полученных значений является критерием качества создания модели переходной зоны.

В ячейках трехмерной геологической модели суммирование запасов производится по формуле

$$Q_{\text{н}} = \frac{\sigma_{\text{н}}}{b_{\text{н}}} \sum_i V_i K_{\text{н} i} K_{\text{н} i} K_{\text{псч} i}, \quad (10.5.3)$$

где V_i – объем ячейки, $K_{\text{псч}}$ – доля коллекторов в ячейке.

Аналогично выражениям для объемного метода, уравнение (10.5.3) можно записать в следующем виде:

$$Q_{\text{н}} = \frac{\sigma_{\text{н}}}{b_{\text{н}}} \sum_i V_i K_{\text{н} \text{ эф} i} K_{\text{н} \text{ эф} i} K_{\text{н} \text{ эф} i} K_{\text{псч} i}. \quad (10.5.4)$$

Для контроля получаемых подсчетных параметров могут быть использованы результаты подсчета запасов по выражению (10.5.4) из геомодели с результатами (10.5.2), полученными по данным ГИС. При этом средние значения $K_{\text{н}}$ или $K_{\text{н} \text{ эф}}$ по данным ГИС и по результатам оценки из модели должны быть идентичными. Соответствие величин $H_{\text{эф}}$ и $K_{\text{н}}$ по данным ГИС и по модельным оценкам во многом обусловлено равномерностью и плотностью сетки скважин, покрывающей залежь на этапе проведения подсчета запасов.

При применении современных подходов к учету неоднородности ФЕС коллектора в межскважинном пространстве полагается, что результаты подсчета запасов по геомодели более достоверны [15, 16].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализация технологии адаптивной интерпретации данных ГИС на основе принципов инвариантности коллекторов и адаптивности интерпретирующих алгоритмов выявила широкую область ее применимости для решения целого ряда актуальных задач, включающих надежное выделение и оценку коллекторов, синтез данных промысловой и разведочной геофизики, учет фильтрационной неоднородности коллекторов, влияние изменения минерального состава матрицы и цемента.

Разработана методика качественного и количественного анализа результатов измерений ФЕС коллекторов на образцах керна, обеспечивающая существенное повышение информативности петрофизических исследований. Эта методика легко формализуется (алгоритмизуется), и может быть рекомендована для включения в повседневную практику изучения керна. Она позволяет определять: пористость матрицы; водоудерживающие способности матрицы, цемента и коллектора в целом; разбухающую способность глинистого цемента (коэффициент разбухания); тип цемента (карбонатный или глинистый); выявить неоднородность коллектора по минеральному составу матрицы и оценить степень ее вторичных преобразований; выявить неоднородность коллектора по минеральному составу цемента, а также присутствие разбухающих минералов, влияющих на изменение ФЕС в процессе разработки.

Изменения минерального состава цемента влияют на физические свойства коллекторов (электрические, электрохимические, механические и акустические свойства, плотность, радиоактивность и водородосодержание и др.). Этот факт должен учитываться при интерпретации данных ГИС, и инструментом при этом являются петрофизические модели динамических характеристик коллекторов.

Петрофизический инвариант (нормированная эффективная пористость или относительная глинистость) обоснован как интерпретационный параметр методов ГИС, что позволило перейти от эмпирических алгоритмов интерпретации к алгоритмам, опирающимся на аналитические петрофизические модели коллекторов, отражающие совокупность условий их образования, залегания и вторичных преобразований.

Петрофизическая инвариантность предстает в обобщенной форме устойчивых аналитических связей между интерпретационными параметрами и фильтрационно-емкостными характеристиками сложных коллекторов.

Для сложных коллекторов в качестве основного интерпретационного параметра методов ГИС целесообразно рассматривать эффективную пористость (петрофизический инвариант). Адаптивная методика основана на петрофизической модели гранулярного коллектора и настраивает интерпретационные алгоритмы различных методов ГИС по показаниям, зарегистрированным в условиях естественного залегания. Эта методика обладает следующими достоинствами:

- эффективная пористость гранулярных полиминеральных коллекторов количественно определяется в абсолютных единицах без использования «опорных» пластов и ввода эмпирических поправок;
- позволяет убрать влияние недоопределенных физических переменных и параметров, «зашумляющих» интерпретационные и петрофизические зависимости;
- обеспечивает адаптивную настройку интерпретационных алгоритмов на литологические, петрохимические и термобарические особенности исследуемого коллектора, а также на текущие условия измерений, включая конструкцию скважины;
- исключает погрешности, возникающие при обработке данных, полученных в разных скважинных условиях и с помощью аппаратуры с различными метрологическими характеристиками;
- дает возможность получить наиболее достоверную картину распределения ФЕС в трехмерном пространстве при передаче в геомодель.

На основе петрофизических и интерпретационных моделей адаптивной и традиционной интерпретации данных ГИС определены общие и парциальные относительные погрешности расчета эффективной пористости, показавшие несомненные преимущества первой.

Обоснован принцип, методика и алгоритм адаптивного определения нефтенасыщенности по данным электрометрии. Анализ точностных характеристик адаптивной и традиционной методик определения нефтенасыщенности также показал преимущества адаптивного подхода.

Адаптивная технология интерпретации данных ГИС не имеет ни отечественных, ни зарубежных аналогов. Практическое значение и принципиальные преимущества методики обусловлены радикальным сокращением числа источников погрешностей в условиях неизбежного дефицита априорной геофизической и петрофизической информации.

В настоящее время в разработке находится целый ряд вопросов адаптивной методологии, материалы которым пока еще не могли быть включены в эту книгу в завершенной форме.

К вопросам, требующим дальнейшего изучения относятся, в частности, формализация количественных оценок петрофизических характеристик по данным комплекса методов ГИС, обладающих различным вертикальным разрешением и глубинностью, вопросы петроэластического моделирования, использование петрофизического инварианта для построения сейсмоакустической модели среды и др. Изучение этих вопросов направлено на создание системы адаптивной интерпретации данных ГИС и ее применение в геомоделировании.

Авторы уверены, что результаты исследований, представленные в книге, раскрывают новые возможности петрофизики и интерпретации данных ГИС, существенно повышающие достоверность, надежность и точность геомоделирования. Очевидна необходимость и перспективность дальнейших работ и исследований в этой области.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Кожевников Дмитрий Александрович. Доктор физ.-мат. наук, профессор кафедры ГИС РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, академик РАЕН. Специалист в области петрофизики, ядерной геофизики и интерпретации данных ГИС. Эксперт МАГАТЭ, вице-президент Ядерно-геофизического общества. Автор и соавтор более 400 научных публикаций. Награжден медалями РАЕН им. П.Л. Капицы и им. В.И. Вернадского, медалью АИС им. С.Г. Комарова.

Лауреат конкурса Международной Соросовской Программы образования в области точных наук «За достижения в области наук и технологий в сфере образования». Почетный разведчик недр. Почетный работник высшего профессионального образования РФ. Член SPE, ЕАГО, ЯГО.



Коваленко Казимир Викторович. Доцент кафедры геофизических информационных систем РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, кандидат технических наук, окончил с отличием РГУ НГ имени И.М. Губкина (1997), аспирантуру кафедры ГИС (2000). Научные интересы – методическое обеспечение и алгоритмизация процедур петрофизической интерпретации данных комплекса ГИС, геомоделирование, теория и практика дирекционных измерений и контроля пространственного положения скважин. Автор и соавтор более 70 научных публикаций в отечественных и зарубежных изданиях. Член AAPG, EAGE, SPWLA, SPE, ЯГО.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин Р.Н., Говорков М.Б., Рахматуллина А.Р. Количественная оценка эффективной пористости и проницаемости по затуханию энергии Лэмба–Стоунли с применением петрофизического инварианта//Тр. конф. «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов в республике Татарстан». Казань, 10 сентября 2009 г.
2. Абдуллин Р.Н., Говорков М.Б., Рахматуллина А.Р. Применение петрофизического инварианта Д.А. Кожевникова для определения фильтрационно-емкостных свойств по параметрам волны Лэмба–Стоунли//Тр. VI Международной научно-практич. конференции «Нефтегазовые технологии», Самара, 14–16 октября 2009 г. – Том II. – С. 8–15.
3. Абдуллин Р.Н., Петров С.И., Горгун В.А. Количественная оценка эффективной пористости и проницаемости по затуханию энергии волны Лэмба–Стоунли с применением петрофизического инварианта//Тр. Международной конференции «Казанская геологическая школа и ее роль в развитии геологической науки в России», Казань, 9–11 сентября 2009 г.
4. Авдеева А.В., Сребродольский Д.М. Предпосылки применения ИННК для разделения пород по нефтеводонасыщенности на месторождениях Мангышлака//Бюл. НТИ. Сер. Региональная, разведочная и промысловая геофизика, № 16. – М.: ВИЭМС, 1967.
5. Адаптивная интерпретация данных ГИС в моделировании месторождений нефти и газа//Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко, Н.Е. Лазуткина, З.Н. Жемжурова, М.А. Сафонов//Нефтяное хозяйство, 2011. – № 4.
6. Аксельрод С.М. Современные проблемы определения положения скважины (по материалам американских публикаций)// НТВ АИС Каротажник, 2007. – № 154.
7. Алексеев Ф.А., Головацкая И.В., Гулин Ю.А. и др. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978. – 359 с.
8. Амикс Дж., Басс Дж., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта: Пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
9. Амтилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1//Технологии сейсморазведки, 2009. – № 4.
10. Афанасьев В.С., Афанасьев А.В., Афанасьев С.В., Тер-Степанов С.В. Методика интерпретации данных ГИС для определения геологической неоднородности продуктивных песчано-алеврито-глинистых пород девона Ромашкинского месторождения// НТВ АИС Каротажник, 2009. – № 180. – С. 92–112.
11. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: ВНИГНИ, РГГУ, 1999. – 285 с.
12. Баренблatt Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
13. Бартини Р.О., Кузнецов П.Г. Множественность геометрий и множественность физик//В сб. «Проблемы и особенности современной научной методологии». – Свердловск, 1979. – С. 55–65.
14. Беляков М.А., Соколова Т.Ф., Мельников И.Г., Моисеенко А.С. О связи содержания кристаллизационной воды и физических свойств пород баженовской свиты//Геология и разведка, 1987. – № 5.
15. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Гаврилова Е.В., Исакова Т.Г., Истомин С.Б., Юканова Е.А. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов месторождений нефти и газа на основе трехмерных моделей//Нефтяное хозяйство, 2006. – № 10.
16. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Истомин С.Б., Юканова Е.А. Трехмерная геологическая модель – необходимый и обязательный этап изучения нефтегазового месторождения//Недропользование XXI век, 2007. – № 4.
17. Бланков Е.Б., Бланкова Т.Н. Законы петрохимического равновесия компонентов твердой фазы пород и возможности их использования при интерпретации данных ядерного каротажа//Тр. Междунар. науч. конференции «Геофизика и современный мир», 1993. – С. 357–358.
18. Бломенцев А.М., Цирульников В.П., Вайнтрауб А.А. Оценка метрологических характеристик методики выполнения измерений при плотностном гамма-гамма каротаже с аппаратурой СГП2-АГАТ. – М.: ВНИИГеоинформсистем, 1989.
19. Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. – Новосибирск: Наука, 1995. – 182 с.
20. Буряковский Л.А. Петрофизика нефтяных и газовых коллекторов продуктивной толщи Азербайджана: Баку, 1985.
21. Велижанин В.А. Состояние интерпретационно-методического обеспечения аппаратуры компенсированного нейтронного каротажа//Геофизика, 2002. – № 5. – С. 42–46.
22. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М.: Недра, 1966.

23. Вендельштейн Б.Ю., Костерина В.А. Усовершенствованный способ выделения продуктивных терригенных коллекторов и их классификация по данным ГИС//НТВ АИС Каротажник, 1999. – № 62.
24. Вендельштейн Б.Ю., Куликова Н.Г. Остаточная вода поровых карбонатных коллекторов//Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений (ВНИИгазпром), 1971. – № 1.
25. Вендельштейн Б.Ю., Постелов В.В., Петерслье В.И. О роли дисперсности в формировании свойств терригенных пород//Тр. МИНХиГП. – Вып. 67. – М.: Недра, 1967. – С. 5–35.
26. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Недра, 1978.
27. Виноградов В.Г. Исследование влияния вещественного состава глинистой фракции горных пород на их электрическое удельное сопротивление и диффузионно-адсорбционную активность: Дисс. канд. геол.-минер. наук. – М.: МИНХиГП им. Губкина, 1975.
28. Водородосодержание терригенных пород Шеркалинского горизонта Талинского месторождения/С.В. Дворак, М.Ю. Зубков, Е.А.Романов и др./Геология и геофизика (Сиб. отд. АН СССР), 1990. – № 1. – С. 56–61.
29. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001.
30. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике/Под ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфра-Инженерия, 2009. – 959 с.
31. Глебов А.Ф., Гузев В.В., Закревский К.Е., Семянов А.А. Пути повышения точности и достоверности цифровых геологических моделей//Тр. V Междунар. технологического симпозиума «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи». – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2006.
32. Глинистые минералы терригенных отложений/Авт. И.Д. Зхус, С.Г. Саркисян, Л.Н. Макарова, Л.В. Власова. – М.: Наука, 1977. – 115 с.
33. Гольдберг В.М. Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. – М.: Недра, 1986. – 160 с.
34. Городников М.А., Щемелинин Ю.А., Раздобреева Н.И. Закономерности вытеснения нефти водой в условиях месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК»//Тр. школы-семинара «Физика нефтяного пласта», 20–24 мая 2002 г.
35. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
36. Гулин Ю.А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин. – М.: Недра, 1975. – 160 с.
37. Гулин Ю.А., Головацкая И.В. Временное методическое руководство по проведению гамма-гамма каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой РГП-2 и интерпретации результатов измерений. – М.: ВНИИГИС, Министерство геологии СССР, 1978. – 101 с.
38. Гулин Ю.А. О характере зависимости показаний нейтронного каротажа от пористости пород//Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1973. – Вып. 72. – С. 204–214.
39. Гулин Ю.А., Еникеева Ф.Х., Журавлев Б.К. Влияние поглощающих свойств пород на показания нейтронного каротажа в обсаженных скважинах//Нефтегазовая геология и геофизика (ВНИИОЭНГ), 1985. – № 6.
40. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 223 с.
41. Гуфранов М.Г., Кожевников Д.А., Хатмуллин И.Ф. Алгоритмический подход к обработке данных плотностного ГГМ//Тез. докл. Всесоюзной научно-теоретической конференции «Проблемы и перспективы ядерно-геофизических методов в изучении разрезов скважин», Обнинск, ФЭИ, 19–24 июня, 1989. – С. 294.
42. Дахнов В.Н. Влияние глинистости коллекторов на точность подсчета запасов нефти и газа//Геология нефти и газа, 1977, – Вып. 9. – С. 58–60.
43. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975.
44. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985.
45. Дахнов В.Н., Кобранова В.Н. Изучение коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов нефтяных месторождений по данным промысловой геофизики//Промысловая геофизика. – М.: Гостоптехиздат, 1952.
46. Дворкин И.Л., Кожевников Д.А. Условия выделения продуктивных коллекторов в обсаженных скважинах нейтронным методом на тепловых нейтронах//Нефтегазовая геология и геофизика (ВНИИОЭНГ), 1976. – № 11. – С. 5–8.
47. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. – М.: Недра, 1982. – 230 с.
48. Добринин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 2004.
49. Добринин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. Обзор. информ. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М.: Нефтяная промышленность, 1988.
50. Добринин В.М., Кузнецов О.Л. Термодинамический градиент поровых вод и его роль в земной коре. – М.: ВНИИ Геоинформсистем, 1988.
51. Дорогинецкая Л.М./В сб.: Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов/Под ред. И.Г. Шнурмана. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. – 308 с.
52. Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Исакова Т.Г., Дубина А.М. и др. Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей//НТВ АИС Каротажник, 2004. – № 116–117. – С. 83–97.
53. Емалетдинов А.К., Байков И.В. Моделирование оптимальной скорости вытеснения нефти и минимальной нефтенасыщенности вокруг нагнетательных скважин//Вестник ОГУ, 2, 2005.

54. Ендалова Ю.В., Закиров И.С., Корабельников А.И., Иванцов Н.Н. Корректное построение 3D геологической модели и подсчет запасов//Нефтяное хозяйство, 2009. – № 11. – С. 100–109.
55. Еникеева Ф.Х. Определение пористости по данным стационарных нейтронных видов каротажа//В кн.: Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом/Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна и Г.Г. Яценко. – М.: Тверь, 2003. – С. 5.17–5.24.
56. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука, 1996. – 176 с.
57. Ефимов В.А. Обобщенная модель терригенной породы как гетерогенной системы//В кн.: Е.И. Леонтьев Моделирование в петрофизике. – М.: Недра, 1978.
58. Ефимов В.А., Мальшаков А.В. Анализ методов расчета фильтрационно-емкостных свойств коллекторов// В сб.: Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов/Под ред. И.Г. Шнурмана. Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. – 308 с.
59. Закиров И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 356 с.
60. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании//Нефтяное хозяйство, 2006. – № 1. – С. 34–41.
61. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Последствия перехода на концепцию эффективного порового пространства//Нефтяное хозяйство, 2008. – № 6. – С. 105–107.
62. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Баганова М.Н. Системный подход в нефтегазовой науке. Проблемы и решения//Электронный журнал «Георесурсы, геоэнергетика, geopolитика» (www.oilgasjournal.ru), 1, 2010.
63. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С., Абасов М.Т., Фахретдинов Р.Н., Аникеев Д.П., Роцина И.В., Контарев А.А., Северов Я.А., Роцин А.А., Мамедов Э.А., Брадулина О.В., Лукманов А.Р. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.
64. Закиров С.Н., Кожевников Д.А., Индрупский И.М., Коваленко К.В., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Развитие нефтегазовой науки на основе концепции эффективного порового пространства//Тр. всероссийской научно-практич. конференции «Ядерно-геофизические методы в комплексе ГИС при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений. Современное состояние и перспективы развития». Бугульма, 29 июня – 1 июля, 2010.
65. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – 376 с.
66. Золоева Г.М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС.– М.: Недра, 1995.
67. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа: Учеб. пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008.
68. Золоева Г.М., Фармanova Н.В., Царева Н.В. и др. Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики. – М.: Недра, 1977. – 176 с.
69. Зубков М.Ю. Остаточная водонасыщенность как функция капиллярного давления в углеводородной залежи//В сб.: Доклады Всероссийской научно-практич. конференции «Ядерно-геофизические методы в комплексе ГИС при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений», Бугульма, 29 июня – 1 июля, 2010. – С. 175–185.
70. Ильина Т.Д. Ядерная физика в науках о Земле: Исторический очерк. – М.: Наука, 1988. – 259 с.
71. Индрупский И.М. Об уравнениях многофазной фильтрации в концепциях абсолютного и эффективного порового пространства//Нефтяное хозяйство, 2009. – № 8. – С. 60–63.
72. Индрупский И.М. Учет капиллярно удерживаемой воды при моделировании двухфазной фильтрации в лабораторных и пластовых условиях//Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 2009. № 11. – С. 45–53.
73. Инструкция по проведению нейтронного и гамма-каротажа аппаратурой СРК-42-220 и обработке результатов измерений. Ми 41-17-1397-04/В.А. Велижанин, А.П. Глебов, В.А. Пантиюхин и др. – Тверь, 2004.
74. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник/Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
75. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.– Ижевск: РХД, 2005. – 780 с.
76. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
77. Использование изменения минерализации пластовой жидкости в ближней зоне для выделения коллекторов в карбонатном разрезе/Я.С. Витвицкий, Д.А. Кожевников, В.И. Мархасин, Н.М. Свихнушин//Нефтегазовая геология и геофизика (ВНИИОЭНГ), 1972. – № 9. – С. 43–46.
78. Истомин С.Б. Учет макронеоднородностей при геолого-технологическом моделировании месторождений нефти и газа// Дисс. канд. техн. наук. РГГУ, 2009.
79. Истомина Е.Е., Кирдяшкина И.Ф. Определение текущей нефтенасыщенности методом импульсного нейтронного каротажа на месторождении Узень//НТВ АИС Каротажник, 2006. – № 151–152. – С. 68–76.
80. Кантор С.А., Кожевников Д.А., Поляченко А.Л., Шимелевич Ю.С. Теория нейтронных методов исследования скважин. – М.: Недра, 1985.
81. Карпова М.В., Кожевников Д.А. Радиометрия скважин в комплексе ГИС: новые технологии и программно-алгоритмическое обеспечение//Обзор ВИЭМС. (Регион, и морская геофизика; геофизич. методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых). – М.: ВИЭМС, 1990. – 52 с.
82. Керимов А.-Г.Г., Гвоздецкая В.А., Носова С.В. Изменения коллекторских свойств нижнемеловых отложений в зависимости от глубины залегания на примере месторождений Восточного Ставрополья и Среднего Приобья//Первая всероссийская заочная конференция «Проблемы повышения газонефтеотдачи месторождений на за-

вершающей стадии их разработки и эксплуатации ПХГ», Северо-Кавказский государственный технический университет, 2005.

83. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1988.
84. Кобранова В.Н. К вопросу оценки эффективной пористости горных пород//В кн.: Тр. МНИ им. И.М. Губкина. Вып. 15. Вопросы промысловой геофизики. – Ленинград: Гостоптехиздат, 1955. – С. 21–28.
85. Кобранова В.Н. Петрофизика – 2-е изд. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
86. Коваленко К.В., Эксет Р., Руиз Э. Моделирование пространственного положения скважины и контроль геонавигации//Нефтегазовая вертикаль, 2006. – № 2.
87. Кожевников Д.А. Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов//Геофизика, 2001. – № 4. – С. 31–37.
88. Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин – 1,2//НТВ АИС Каротажник, 1997. – № 39. – С. 37–67; 1997. – № 40. – С. 17–57.
89. Кожевников Д.А. Интерпретация и петрофизическая информативность данных гамма-метода//Геофизика, 2000. – № 4. – С. 9–19.
90. Кожевников Д.А. Использование функций ценности в теории и интерпретации методов ядерной геофизики//Атомная энергия, 1975. – Т. 32. – Вып. 2.
91. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловый геологии. – М.: Недра, 1982.
92. Кожевников Д.А. Проблемы интерпретации данных ГИС//НТВ АИС Каротажник, 1997. – № 34.
93. Кожевников Д.А. Способ исследования скважин гамма-методами ядерной геофизики. Патент РФ № 2069377 от 4.05.1994.
94. Кожевников Д.А. Ядерная геофизика в нефтегазовой геологии и проблемы интерпретации//Геоинформатика, 1998. – № 2. – С. 3–17.
95. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Адаптивная интерпретация импульсных нейтронных методов//НТВ АИС Каротажник, 2008. – № 169.
96. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Адаптивная интерпретация стационарных нейтронных методов//НТВ АИС Каротажник, 2007. – № 158.
97. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Зависимость проницаемости гранулярных коллекторов от глубины залегания//НТВ АИС Каротажник, 2007. – № 160. – С. 34–43.
98. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. К систематике модельных описаний коллекторов нефти и газа//Геофизика, 2010. – № 5. – С. 66–70.
99. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Макроописание остаточной водонасыщенности//Геофизика, 2001. – № 4.
100. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Макроописание остаточной водонасыщенности коллекторов//НТВ АИС Каротажник, 2000. – № 75. – С. 70–94.
101. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Моделирование гранулярных коллекторов на основе петрофизической инвариантности//НТВ АИС Каротажник, 2007. – № 161.
102. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Набухаемость цемента терригенных коллекторов//НТВ АИС Каротажник, 2001. – № 84. – С. 98–106.
103. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Настройка петрофизических моделей гранулярных коллекторов//НТВ АИС Каротажник, 2007. – № 154. – С. 64–76.
104. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Питрофизическое моделирование гранулярных коллекторов//НТВ АИС Каротажник, 2007. – № 154. – С. 52–63.
105. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Питрофизическое моделирование и адаптивная интерпретация метода сопротивлений//НТВ АИС Каротажник, 2008. – № 166.
106. Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Арсебеков А.А. Инвариантность петрофизических связей в адаптивной интерпретации данных ГИС//НТВ АИС Каротажник, 2009. – № 184. – С. 69–86.
107. Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Дешенеков И.С. Точностные характеристики адаптивной технологии интерпретации данных ГИС//НТВ АИС Каротажник, 2011. – № 200.
108. Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Кулик В.В. Вопросы интерпретации данных стационарной нейтронометрии скважин//НТВ АИС Каротажник, 1999. – № 58. – С. 46–61.
109. Кожевников Д.А., Кузьмина М.Г., Лазуткина Н.Е., Сурина И.И. Адаптивный компонентный анализ – новый метод комплексной интерпретации данных ГИС//В сб: «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России». 2-я научно-техническая конференция, посвящ. 850-летию Москвы. – Москва, 1997. – С. 36–37.
110. Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е. Выделение коллекторов по результатам петрофизической интерпретации данных комплекса ГИС//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1993. – № 11–12. – С. 51–55.
111. Кожевников Д.А., Мархасин В.И., Марьенко Н.Н. Влияние параметров ближней зоны на показания стационарных нейтронных методов//Нефтегазовая геология и геофизика (ВНИИОЭНГ), 1971. – № 10. – С. 30–33.
112. Кожевников Д.А., Мельчук Б.Ю. О возможности использования группирования горных пород при определении пористости нейтронными методами//Нефтегазовая геология и геофизика (ВНИИОЭНГ), 1985. – № 1. – С. 2–6.
113. Кожевников Д.А., Чемоданова Т.Е. Определение коэффициентов эффективной пористости//В кн.: Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытаний продуктивных пластов/Под ред.: Б.Ю. Вендельштейн, В.Ф. Козяр, Г.Г. Яценко. – Калининград: ВНИИГИК, 1990. – С. 142–150.
114. Кожевников Д.А., Элланский М.М. От лабораторной эмпирики к петрофизическим законам: Тез. док. науч. конференции «XV Губкинские чтения». – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 1999.

115. Козяр Н.Ф., Ручкин А.В., Синькова Т.Ф. Состояние и пути повышения эффективности использования данных ГИС при выделении продуктивных пластов и подсчете запасов нефти и газа в организациях бывшего Мингео СССР. – Тверь: НПГП «ГЕРС», 1992. – 82 с.
116. Коротков К.В., Велижанин В.А. Оценка эффективной пористости коллекторов по комплексу импульсного и стационарного нейтронных методов ГИС//НТВ АИС Каротажник, 2011. – № 201. – С. 15–12.
117. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
118. Кошлияк В.А., Семенов Е.В., Жувагин И.Г. Оценка емкостных свойств коллекторов радиоактивными методами. – М.: Недра, 1988. – 102 с.
119. Кринари Г.А., Ковалев А.Г., Кузнецов В.В. Минералогические причины снижения нефтеотдачи и способы их выявления//Тр. междунар. конференции «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов». Том 6. – Казань, 1994. – С. 1993–2002.
120. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Преобразование и взаимодействие физических полей в литосфере. – М.: Недра, 1990. – 279 с.
121. Кулинкович А.Е., Кожевников Д.А., Рудов И.В. Геотаймерный анализ геофизических данных//Гр. Междунар. науч. конференции «Геофизика и современный мир». – Москва, 1993. – С. 294.
122. Кулинкович А.Е., Кожевников Д.А. Циклостратиграфический анализ осадочных бассейнов по данным геофизических исследований скважин//Геофизика, 1998. – № 3. – С. 39–51.
123. Курочкин П.А. Спектрометрический анализ естественно-радиоактивных элементов в горных породах с целью повышения геологической эффективности гамма-метода//Дис. канд. геол.-минер. наук. – М.: МИНХиГП им. Губкина, 1982.
124. Ларинов В.В. Радиометрия скважин. – М.: Недра, 1969. – 328 с.
125. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.
126. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. – М.–Л.: Гостехиздат, 1947. – 244 с.
127. Леонтьев Е.И., Дорогинская Л.М., Кузнецов Г.С. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. – М.: Недра, 1974.
128. Леонтьев Е.И. Моделирование в петрофизике. – М.: Недра, 1978. – 125 с.
129. Лукьянов Э.Е., Тренин Ю.А., Деревянин А.А. Достоверность геолого-геофизической информации для оценки извлекаемых (рентабельных) запасов нефти//Нефтегазовое дело, 2008.
130. Мамашев В.Г. Особенности петрофизической характеристики пород-коллекторов Западной Сибири//НТВ АИС Каротажник, 1998. – № 49. – С. 18–34.
131. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2004. – 606 с.
132. Матигоров А.А. Учет влияния состава глинистого цемента при оценке глинистости и фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов//XIV Губкинские чтения «Развитие идей И.М. Губкина в теории и практике нефтегазового дела». Тезисы докладов. – Москва, 1996. – С. 110.
133. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемными методами/Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко – Москва-Тверь: ВНИИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 262 с.
134. Михайлов Н.Н. Изучение физических свойств горных пород в околоскважинной зоне. – М.: Недра, 1987. – 152 с.
135. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем). Том 1. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 448 с.
136. Муллагалеева Н.Р., Борисова Л.К. Комплекс ГИС при исследовании морских инженерно-геологических скважин//НТВ АИС Каротажник, 2009. – № 181. – С. 64–71.
137. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
138. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. Том 1. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
139. Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения//Геология нефти и газа, 2007. – № 1. – С. 3–12.
140. Нефедова Н.И. Об оценке глинистости и содержания химически связанный воды в полимиктовых коллекторах Западной Сибири//Нефтегазовая геология и геофизика, 1982. – № 8.
141. Орлов Л.И., Карпов Е.Н., Топорков В.Г. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1987.
142. Пирсон С. Дж. Справочник по интерпретации данных каротажа/Пер. с англ. – М.: Недра, 1966. – 413 с.
143. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте/Пер. с англ. – М.: Гос. науч.-тех. изд. нефтяной и горнотопливной литературы, 1961. – 400 с.
144. Поляченко А.Л. Численные методы в ядерной геофизике. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
145. Приборы стационарного нейтронного каротажа с улучшенными метрологическими характеристиками/В.Я. Иванов, У.Ш. Султанов, Т.А. Гильманшин и др./НТВ АИС Каротажник, 2006. – № 150. – С. 83–23.
146. Прошляков Б.К. Кузнецов В.Г. Литология: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1991. – 444 с.
147. Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства горных пород на больших глубинах. – М.: Недра, 1987.
148. Рахматуллина А.Р., Абдуллин Р.Н. Эффективность применения гамма-спектрометрии при оценке коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов//Докл. всероссийск. научно-практич. конференции

«Ядерно-геофизич. методы в комплексе ГИС при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений», Бутульма, 29.06-1.07 2010. – С. 120–124.

149. Роженос С.М., Мамяшев З.Г., Никонорова Т.Ф. Пetroфизическое обоснование литологического расчленения отложений тюменской свиты сургутского свода по данным ГМ//В сб. 4: Исследование эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень, 1984.

150. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.

151. Рынская Г.О. Разработка методики учета влияния набухания глин на петрофизические свойства песчано-глинистых пород//Дис. канд. геол.-минер. наук. – М.: МИНХиГП им. Губкина, 1985.

152. Салманов Ф.К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – 260 с.

153. Сапожников В.М. Упрощенная модель электропроводности терригенных коллекторов, насыщенных свободной и связанной водой//НТВ АИС Каротажник, 2008. – № 175. – С. 48–57.

154. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989.

155. Сахибгареев Р.С. Особенности эпигенетических изменений пород-коллекторов нефтяных месторождений Сургутского свода//Тр. Гипротюменнефтегаза. Вып. 8, 1968.

156. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления/Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 294 с.

157. Семенов Е.В., Иванов В.Я., Крутова Т.Е. Специализированное вычислительное устройство для непрерывного определения плотности гамма-гамма методом. – Уфа: ВНИИНПГ, 1975. – № 5. – С. 188.

158. Скибицкая Н.А. Об использовании метода СП для определения коллекторских свойств и остаточной водонасыщенности пород на месторождениях Зап. Сибири//Проблемы нефти и газа Тюменской области, 1969. – Вып. 27.

159. Таужнянский Г.В., Панов С.Ф., Румак Н.П. и др. Методика определения пористости и газонасыщенности коллекторов сеномана месторождений Тюменской области//НТВ АИС Каротажник, 2003. – № 110. – С. 112–123.

160. Таужнянский Г.В. Закономерности изменения емкостных свойств и остаточной водонасыщенности коллекторов сеномана (пласт ПК₁) месторождений Тюменской области//НТВ АИС Каротажник, 2004. – № 120. – С. 45–52.

161. Таужнянский Г.В., Боброва О.Н. Петрофизический способ оценки остаточной нефтенасыщенности коллекторов//НТВ АИС Каротажник, 2006. – № 146. – С. 11–23.

162. Тиаб Д., Дональсон Э. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов/Пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.

163. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 199 с.

164. Тульбович Б.И., Митрофанов В.П., Бейзман В.Б. Определение кондиционных значений коллекторских свойств по начальной и остаточной объемной нефтенасыщенности//Геология нефти и газа, 1989. – № 11.

165. Урманов Э.Г., Шкадин М.В., Ширкин В.А., Баннов Д.К. Аппаратура радиоактивных методов каротажа для исследования сверхглубоких скважин//НТВ АИС Каротажник, 2006. – № 143–145. – С. 259–267.

166. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин/Ю.С. Шимелевич, С.А. Кантор, А.С. Школьников и др. – М.: Недра, 1976.

167. Фокин А.Н., Сапожников А.Е. Комплексный петрофизический анализ при моделировании нефтенасыщенности в коллекторах нефти и газа//Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, 2004. – № 12.

168. Хабаров В.В., Волков Е.Н., Кудрин В.Я. и др. Петрофизическое обоснование радиоактивного каротажа в породах юры Западной Сибири//В сб. Нефтегазоносность отложений Западной Сибири по геофизическим данным. – Тюмень, 1986.

169. Хабаров В.В., Кузнецов Г.С. Петрофизическое обеспечение данных ГИС//Геофизика, 1996. – № 5–6.

170. Хаматдинов Р.Т., Зотов А.Ф., Еникеева Ф.Х. Методические указания по проведению плотностного гамма-гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СГП2-АГАТ и обработке полученных результатов. – Калинин: ВНИГИК, 1988.

171. Ханин А.А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. – М.: Гостоптехиздат, 1963.

172. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. – М.: Недра, 1976. – 295 с.

173. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989. – 190 с.

174. Черемисин Н.А. Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов (Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»)//Тр. школы-семинара «Физика нефтяного пласта», Тюмень, 20–24 мая 2002.

175. Шапиро Д.А. Физико-Химические явления в горных породах и их использование в нефтепромысловой геофизике. – М.: Недра, 1977. – 191 с.

176. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – М.: Гос. науч.-тех. изд. нефтяной и горно-топливной литературы, 1949. – 525 с.

177. Элланский М.М. Инженерия нефтегазовой залежи. Том 1. – М.: «Техника» ООО «Тума-групп», 2001. – 288 с.

178. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие). – М.: ГЕРС, 2001. – 229 с.

179. Элланский М.М., Кожевников Д.А. От петрофизических законов к интерпретации данных ГИС//Тез. док. науч. конф. «XV Губкинские чтения». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999.

180. Archie G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir characteristics//JPT, 1942. 5:1-8.

181. *Asquith G.B.* and *Gibson Ch.R.* Basic Well Log Analysis for Geologists//AAPG Methods in Exploration Series. N. 3, 1999, Tulsa, Okla. – P. 116.
182. *Brooks, R.H., Corey, A.T.* Hydraulic properties of Porous Media. – Colorado State University Hydrology, 1964. – N 3.
183. *Cable, A.* et al. Experimental Techniques For The Measurement Of Relative Permeability and In-Situ Saturation in Gas Condensate Near Well Bore and Drainage Studies//Paper 9928, International Symposium of the Society of Core Analysts, Golden, Colorado, August 1999.
184. *Civan, F.* Fractal Formulation of the Porosity and Permeability Relationship Resulting in A Power-Law Flow Units Equation - A Leaky-Tube Model//Paper SPE 73785, International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 20–21 February 2002.
185. *Coates, G.R., Dumanoir, J.L.* A new approach to improved log-derived permeability//The Log Analyst, 1974. – Vol. XV. – N. 1.
186. *Coates, G.R.* et al. The Magnetic Resonance Imaging Log Characterized by Comparison With Petrophysical Properties and Laboratory Core Data//Paper SPE 22723, 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, TX, October 6–9, 1991.
187. *Delshad, M., Lenhard, R.J., Oostrom, M. and Pope, G.A.* A Mixed-Wet Hysteretic Relative Permeability and Capillary Pressure Model for Reservoir Simulations. Paper SPE 86916, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, 14–17 February 1999.
188. *Dupree, J.H.* Cased-hole nuclear logging interpretation//The Log Analyst, v. 30, no. 3, May-June, 162–176. 1987.
189. *Dutton, S.P. and Willis, B.J.* Comparison of Outcrop and Subsurface Sandstone Permeability Distribution, Lower Cretaceous Fall River Formation//South Dakota and Wyoming. Journal of Sedimentary Research, Section A: Sedimentary Petrology and Processes, Vol. 68 (1998), N. 5. (September). – P. 890–900
190. *Ekseth, R.* Uncertainties in connection with the determination of well bore position. – Trondheim. Norwegian University of Science and Technology. 1998.
191. *Ekseth, R., Torkildsen, T., Brooks, A., Weston, J., Nyrmes, E., Wilson, H. and Kovalenko, K.* High-Integrity Wellbore Surveying//SPE Drill & Compl 25 (4): 438-447. SPE-133417-PA. doi: 10.2118/133417-PA, 2010.
192. *Ellis, D.V., Case, C.R., Chiaramonte, J.M.* Porosity from Neutron Logs II//Interpretation. Petrophysics. – V. 45. – N. 1. – 2004. – P. 73–86.
193. *Evans, M., Best, D.* A Novel Approach for Compensated Neutron Porosity Logs for Borehole Effects. SPWLA 40th Ann. Logg. Symp. May 30 – June 3, 1999.
194. *Evans, J., Crade, C. and Bryant, S.A.* Geological Approach to Permeability Prediction in Clastic Reservoirs, AAPG Memoir 69: Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates Edited by J. A. Kupecz, J. Gluyas, and S. Bloch (1997), 91–101.
195. *Everett, R.V., Culbertson, J.S. and Quircin, M.C.* A Method for Porosity, Permeability, and Water-Saturation Estimates from Logs in Tight Gas Sands with Rugose Holes//Paper SPE 22737, 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, TX, October 6–9, 1991.
196. *Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., Gregory, A.R.* Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps//Geophysics, 1974. – V. 39. – N 6.
197. *Goda, H.M. and Behrenbruch, P.* Using a Modified Brooks-Corey Model to Study Oil-Water Relative Permeability for Diverse Pore Structure. SPE 88538//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Perth, Australia, 18–20 October 2004.
198. *Holland, J.O. and Skjaeveland, S.M.* Physically-Based Capillary Pressure Correlation For Mixed-Wet Reservoirs From A Bundle-Of-Tubes Model//SPE 89428, 17–21 April 2004.
199. *Honarpour, M., Djabbarah N.F. and Kralik J.G.* Expert-Based Methodology for Primary Drainage Capillary Pressure Measurements and Modeling//Paper SPE 99709, 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, U.A.E., 10–13 October 2004.
200. *Huet, C.C.* Semi-Analytical Estimates of Permeability Obtained from Capillary Pressure, M.S., Texas A&M University, 2005.
201. *Jamiolahmady, M., Danesh, A., Henderson, G. and Tehrani, G.D.* Variations of Gas-Condensate Relative Permeability with Production Rate at Near Wellbore Conditions: A General Correlation//Paper SPE 83960, Offshore Europe, Aberdeen, UK, 2–5 September 2003.
202. *Jennings J.B.* Capillary Pressure Techniques: Application to Exploration and Development Geology//AAPG Bull. 1987. – Oct. – Vol. 71. – P. 1196–1209.
203. *Kennedy, D.* The Porosity-Water Saturation-Conductivity Relationship: An Alternative to Archie's Model. Petrophysics, 2007. – Vol. 48. – No. 5.
204. *Kjosavik, A., Ringen, J.K. and Skjaeveland, S.M.* Relative Permeability Correlation for Mixed-Wet Reservoirs//Paper SPE 77328, SPEJ, March 2002.
205. *Kopec, M., Lenda, A.* Extending Calibration Results For A Dual-Counter Porosity Probe With The Aid of Monte-Carlo Modeling//Nuclear Geophysics «97», Inst. of Nucl. Phys., Cracow, 1996.
206. *Kozhevnikov, D.A. and Khatmullin, I.Ph.* A method of geometrical factors in the theory and interpretation of formation density logging//Nucl. Geophys, 1990. – V. 4, 413–424.
207. *Kozhevnikov, D.A. and Kovalenko, K.V.* Petrophysical Invariance Principle in Adaptive Well Log Interpretation//Paper SPE-135977, Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 26–28 October 2010.
208. *Kozhevnikov, D.A., Kovalenko, K.V. and Arsibekov, A.A.* Petrophysical Modeling of the Granular and Fractured Reservoirs//Paper SPE-136041, Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 26–28 October 2010.
209. *Kozhevnikov, D.A., Kovalenko, K.V. and Deshenenkov, I.S.* Informational Advantages and Accuracy Characteris-

tics of the Adaptive Well Log Data Interpretation//Paper SPE-148676, SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 18–20 October 2011.

210. *Li, K. and Horne, R.N.* An Experimental Method of Measuring Steam-Water and Air-Water Capillary Pressures//Paper 2001-84, Canadian International Petroleum Conference 2001, Calgary, Alberta, Canada, June 12–14 2001.

211. *Lim, J.S. and Kim, J.* Reservoir Porosity and Permeability Estimation from Well Logs using Fuzzy Logic and Neural Networks//Paper 88476, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 18–20 October 2004.

212. *Malik, M.A. and Lake, L.W.A* Practical Approach to Scaling-Up Permeability and Relative Permeabilities in Heterogeneous Permeable Media//Paper SPE 38310, SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California, U.S.A., 25–27 June 1997.

213. *Mickael, M., Guo, P.* New Corrections for Compensated Neutron Logs//SPWLA 40th Ann. Logg. Symp., May 30 – June 3, 1997.

214. *Mickael, M.W., Gilchrist, JR., W.* A Evaluation of environmental corrections of compensated neutron instruments using Monte Carlo modeling//SPWLA 34th Ann. Logg. Symp., June 13–16, 1993.

215. *Minette, D.C., Flynn, T.* The accuracy and precision of FEMWD density tools//SPWLA 36th Annual Logging Symposium, June 26–29, 1995. Paper B, 12 p.

216. *Mouli, J.-C., Vizika, O., Kalaydjian, F. and Duquerroix, J.-P.* A New Model for Three-Phase Relative Permeabilities Based on a Fractal Representation of the Porous Medium//SPE 38891, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, October 5–8, 1997

217. *Nakornthap, K. and Evans, R.D.* Temperature-Dependent Relative Permeability and Its Effect on Oil Permeability and Its Effect on Oil Displacement by Thermal Methods//SPE 11217 SPERE (1986).

218. *Neasham, K.E., Rushing, J.A., Lasswell, P.M., Cox, J.C. and Blasingame, TA.* A Comparative Study of Laboratory Techniques for Measuring Capillary Pressures in Tight Gas Sands//Paper SPE 89866, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 26–29 September 2004.

219. *Negahban, S. et al.* An Improved Empirical Approach for Prediction of Formation Water Saturation and Free Water Level for Uni-modal Pore Systems//Paper SPE 63282, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1–4 October 2000.

220. *Nelson, P.H.* Permeability—porosity relationships in sedimentary rocks//Log Analyst 3, (1984), 38–62.

221. *Papatzacos, P. and Skjaeveland S.M.* Relative Permeability from Capillary Pressure. SPE 77540, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September – 2 October 2002.

222. *Picton, D.J. et al.* The effect of basic design parameters on the characteristics of a dual-detector density tool//Nucl. Geophys, 1995. – V. 9. – No. 4. – P. 283–289.

223. *Picton, D.J., Harris, R.G., Randle, K. and Weaver, D.R.* Parameterization of the spine-and-rib plot for a dual-detector density tool//Nucl. Geophys, 1995. – V. 9. – No. 4. – P. 291–295.

224. *Pittman, E.D.* Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone//The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1992. – V. 76. – No. 2. – P. 191–198.

225. *Purcell, W.R.* Capillary Pressures-Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability//Trans. AIME, 1949. N 186, 39 p.

226. *Ringrose, P.S.* Total-property modeling: dispelling the net-to-gross myth//SPE Res. Eval. & Eng., Oct. 2008. – Vol. 11. – N 5. – P. 866–873.

227. *Ringrose, P.S., Jensen, J.L. and Sorbie, K.S.* The Use of Geology in the Interpretation of Core-Scale Relative Permeability Data//Paper SPE 28448, SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, U.S.A., 25–28 September 1994.

228. *Rushing, J.A., Newsham, K.E. and Van Fraassen, K.C.* Measurement of the Two-Phase Gas Slippage Phenomenon and Its Effect on Gas Relative Permeability in Tight Gas Sands//Paper SPE 84297, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 5–8 October 2003.

229. *Sævareid, O. et al.* An Engineering approach to Measuring gas condensate relative permeability//Paper 9930, International Symposium of the Society of Core Analysts. – Golden, Colorado, August 1999.

230. *Sanders, L.G.* The Application of Monte Carlo Computations to Formation Analysis by Neutron Interactions//Int. J. Appl. Rad. Isot., 34, 1983. – No. 1. – PP. 173–198.

231. *Serra, O.* Well logging and reservoir evaluation. Editions Technip, 2007.

232. *Shang, B.Z., Hamman, J.G., Chen, H.L. and Caldwell, D.H.A* Model to Correlate Permeability with Efficient Porosity and Irreducible Water Saturation//Paper SPE 84303, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., 5–8 October 2003.

233. *Soeder, D.J. and Randolph, P.L.* Porosity, Permeability, and Pore Structure of the Tight Mesaverde Sandstone, Piceance Basin, Colorado//Paper SPE 13134, SPEFE (1987).

234. *Teige, G.M.G., Hermanrud, C., Thomas, W.H., Wilson, O.B. and Boles, H.M.N.* Capillary resistance and trapping of hydrocarbons: a laboratory experiment//Petroleum Geoscience, 2005. – Vol. 11. – PP. 125–129.

235. *Theys, Ph.P.* Log Data Acquisition and Quality Control//Editions Technip, 1999.

236. *Thomeer, J.H.* Air Permeability as a Function of Three Pore-Network Parameters//SPE 10922, JPT (1983).

237. *Timur, A.* An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships//SPWLA 9th Annual Logging Symposium, June 23–26 1968.

238. *Torkildsen, T., Havardestein, S., Weston, J., Ekseth, R.* Prediction of wellbore position accuracy when surveyed with Gyroscope tools//SPE 90408, 2004.

239. *Torkildsen, T., Ekseth, R., Brooks, A., Weston, J., Nyrnes, E., Wilson, H., Kovalenko, K.* The Reliability Problem Related to Directional Survey Data//IADC/SPE 103734, 2006.

240. *Torkildsen, T., Ekseth, R., Brooks, A., Weston, J., Nyrnes, E., Wilson, H., Kovalenko, K.* High Integrity Wellbore Surveys: Methods for Eliminating Gross Errors//SPE/IADC 105558, 2007.
241. *Van Genuchten, M.Th.* A Closed-Form Equation For Predicting the Hydraulic Conductivity of Unsaturated Soils. *Soil Sci./Soc. Am. J.* (1980), 44: 892–898.
242. *Wang, X. and Mohanty, K.K.* Multiphase Non-Darcy Flow in Gas-Condensate Reservoirs//Paper SPE 56486, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3–6 October 1999.
243. *Ward, J.S. and Morrow N.R.* Capillary Pressures and Gas Relative Permeabilities of Low-Permeability Sandstones//Paper SPE 13882, SPE Formation Evaluation (September 1987).
244. *Whitson, C.H., Fevang, O. and Saavareid, A.* Gas Condensate Relative Permeability for Well Calculations//Paper SPE 56476, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3–6 October 1999.
245. *Williamson, H.* Accuracy prediction for Directional Measurement for Directional Measurement while Drilling//SPE 67616, 2000.
246. *Wolff, C.J.M., deWardt, J.P.* Borehole position uncertainty – analysis of measuring methods and derivation of systematic error model//Journal of Petroleum Technology. – December 1981. – P. 2339–2350.
247. *Woodhouse, R.* Accurate Reservoir Water Saturation from Oil-Mud Cores: Questions and Answers from Prudhoe Bay and Beyond//The Log Analyst, 1998. – Vol. 39. – N 3. – P. 23–47.
248. *Worthington, P.F.* Conjunctive interpretation of core and log data through association of effective and total porosity models in: Harvey, P.K., Lovell, M.A.//Core-Log Integration, Geological Society, London (1998), Special Publications, 136, 213–223.
249. *Wu, T., Berg, R.R.* Relationship of Reservoir Properties for Shaly Sandstones based on Effective Porosity. *Petrophysics*, 2003. – Vol. 44. – No 5. – P. 328–341.
250. *Wyllie, M.R. and Spangler, M. B.*The Application of Electrical Resistivity Measurements to the Problem of Fluid Flow in Porous Media//Research Rroject 4-G-1 Geology division Report N°. 15 (March 1951) Gulf Research and Development Company.
251. *Wyllie, M.R.J. and Gardner, G.H.F.* The Generalized Kozeny–Carman Equation: Part II//World Oil, 1958. – 146(5): P. 210–228.
252. *Wyllie, M.* Some Theoretical Considerations Related to the Quantitative Evaluation of the Physical Characterizations of Reservoir Rock from Electrical Log Data//Journal of Petroleum Technology, 1950.
253. *Zapata, J.F.* Impact of Relative Permeability Models on Fluid Flow Behavior for Gas Condensate Reservoirs: Thesis, Texas A&M university, Texas, 2002.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Автомодельность 37

Активность

– диффузионно-адсорбционная 122, 126

Амплитуда

– потенциалов СП 120

Анализ

– гранулометрический 30, 31

– рентгено-структурный (PCA) 59

Вода

– капиллярно-удержанная 23

– прочносвязанная 23

– рыхлосвязанная 23

– углов пор 23

– физически связанныя 23

Водонасыщенность

– остаточная 25

Водоудерживающая способность

– коллектора 27

– матрицы 26

– цемента 27

Волна

– Лэмба–Стоунли 160

– попречная 160

– продольная 160

– скорость распространения 191

Время

– интервальное 159

– жизни тепловых нейtronов 155

Гамма-излучение

– естественной радиоактивности 133

– неупругого рассеяния 133

Гидрослюдя 60, 61

Гидрофобность 73

Гидрофильтрость 73

Глинистость

– агрегатная 23

– гранулометрическая 30

– минералогическая 57

– объемная 30, 50

– относительная 36

Градиент

– термодинамический 56

– давления 82

Давление

– капиллярное 74

– пластовое 95

Емкость

– катионного обмена 24

– матрицы 52

Закон

– Дарси 86

– Пуазейля 86

Зона

– насыщения предельного 82

– недонасыщения 82

Извилистость

– гидравлическая 86

Инвариант петрофизический 36

Инверсия

– сейсмическая 190

Каолинит 59

Коллектор

– терригенный 28

– карбонатный 31

– гранулярный (поровый, межзерновый) 30

– с насыщением

– двухфазным 101

Коэффициент

– агрегатной глинистости 23

– водонасыщения 66

– диффузии нейтронов 155

– набухания 61

– нефтегазонасыщения 66

– нефтенасыщения 66

– объемной глинистости 30, 50

– объемной сжимаемости 160

– остаточного водонасыщения 25

– относительной глинистости 26

пористости

– динамической 68

– общей 25

– эффективной 34

– трещинной 43

– проницаемости 86

– Пуассона 160

– вытеснения 70

Метод (ГИС)

– естественной радиоактивности 133

– интегральный (ГМ) 133

– спектрометрический (ГМ-С) 139

– кажущихся сопротивлений 127

– нейтронный

– – стационарный 148

– – импульсный 154

– собственной поляризации 180

– акустический 158

– плотностной гамма-гамма 140

- Минералы**
– глинистые 57
- Моделирование**
– петрофизическое 111
- Модель**
– интерпретационная 111
– петрофизическая 111
– коллектора 23
– метода ГИС 111
– геологическая цифровая 3D 196
- Монтмориллонит** 59
- Нерастворимый остаток** 33
- Неоднородность**
– минеральная 59
– фазовая 67
- Нефтенасыщенность**
– остаточная 67
- Параметр**
– буримости 119
– инвариантности петрофизический 36
– пористости 127
– насыщения 129
- Плотность**
– минералогическая 141
– объемная 141
– электронная 141
- Поверхность**
– адсорбционная 86
– удельная 87
- Принцип петрофизической инвариантности** 119
- Поляризация**
– самопроизвольная 120
- Пористость**
– вторичная 43
– динамическая 68
– межзерновая (межгранулярная) 25
– общая 25
– открытая 25
– трещинная 43
– эффективная 34
- Проницаемость**
– абсолютная 88
– относительная фазовая (ОФП) 102
– фазовая 102
– эффективная 98
- Просветность** 96
- Принцип**
– инвариантности коллекторов 119
- Радиоактивность** 133
- Радиус**
– пор 24
- Связи**
– «геофизика-геофизика» 167
– «геофизика-гидродинамика» 35
– «геофизика-керн» 165
– «керн-керн» 41
- Система**
– геофизическая информационно-измерительная 110
- Скорость**
– поперечных волн 160
– продольных волн 160
- Смачиваемость** 73, 78
- Сопротивление**
– удельное электрическое 127
- Уплотнение** 56
- Уравнение**
– Дарси 86
– Даунса-Арчи 127
– интервального времени 159
– Козени-Кармана 86
– Лапласа 74
– Пуазейля 86
– среднего времени 159
- Фактор геометрический**
– радиальный 134
- Характер насыщения** 66
- Хлорит** 59
- Цеолиты** 112
- Эффект**
– комптоновский 140
- Эквивалент**
– калиевый 136
– урановый 136
– естественного радионуклида 133
– суммарного содержания ЕРЭ 133
– ториевый 136
- Электрическое сопротивление**
– удельное 127
– кажущееся 127
- Электрохимическая активность** 120
- Элементы**
– аномальные поглотители 148
– естественно-радиоактивные 138
- Ядерно-магнитный резонанс** 34

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Кожевников Дмитрий Александрович
Коваленко Казимир Викторович

**ИЗУЧЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

Редактор издательства *T.K. Рубинская*
Художник-график *Л.Д. Андреев*
Технический редактор *Г.В. Лехова*
Корректор *Е.М. Федорова*
Компьютерная верстка *Ю.А. Титова*

Подписано в печать . Формат 60×90 $\frac{1}{8}$. Гарнитура «Петербург». Печать офсетная. Печ. л. 27,5. Уч.-изд. л. 27,5.
Тираж экз. Заказ

ISBN 978-5-91961-051-9



9 785919 610519