

**ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ
ФИЛЬТРАЦИОННО-
ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ
НЕФТЕНОСНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
В КОНЦЕПЦИИ СВЯЗАННОСТИ
ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА**

**(НА ПРИМЕРЕ ТРАДИЦИОННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)**

Е. О. Беляков

Серия «Нефтегазовый инжиниринг» ПАО «Газпром нефть»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Председатель **В. В. Яковлев**

Первый заместитель Генерального директора ПАО «Газпром нефть»

Ответственный редактор **М. М. Хасанов**

Директор по науке ПАО «Газпром нефть»

А. А. Вашкевич

Директор Дирекции по технологическому развитию ПАО «Газпром нефть»

С. А. Доктор

Директор Дирекции по добыче ПАО «Газпром нефть»

А. В. Билинчук

Исполнительный директор по проектно-функциональному обеспечению проектов
ООО «Газпромнефть НТЦ»

И. Ф. Рустамов

Исполнительный директор по проектно-функциональному обеспечению активов
ООО «Газпромнефть НТЦ»

В. А. Шашель

Исполнительный директор по проектно-функциональному обеспечению
геологоразведочных работ и развитию ресурсной базы ООО «Газпромнефть НТЦ»

А. А. Пустовских

Заместитель генерального директора ООО «Газпромнефть НТЦ» по научному инжинирингу

Ю. В. Максимов

Заместитель генерального директора ООО «Газпромнефть НТЦ»
по концептуальному инжинирингу и поддержке капитального строительства

ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ:

О. Серра, Л. Серра
Геофизические исследования скважин
Том II. Решение геологических задач

ВЫШЛИ В СВЕТ:

- | | |
|--|---|
| Г. В. Позаментьер, Дж. П. Аллен
Секвенсная стратиграфия
терригенных отложений.
Основные принципы и применение | Фациальные модели
под ред. Р. Уолкера, Н. Джеймса |
| Справочник инженера-нефтяника,
гл. ред. Л. Лейк | Джон Митчелл
Безаварийное бурение |
| Том I. Введение в нефтяной инжиниринг | Кеннет Л. Бриджес
Жидкости для заканчивания
и капитального ремонта скважин |
| Том II. Инжиниринг бурения | Кеннет Л. Бриджес
Руководство для супервайзера
по буровым растворам и их использованию |
| Том III. Наземные сооружения
и технологии обустройства | М. Зобак
Геомеханика нефтяных залежей |
| Том IV. Техника и технологии добычи | Избранные труды
профессора А. Х. Мирзаджанзаде |
| Том V. Инжиниринг резервуаров | Т. 1. Неньютоновские системы
в нефтегазодобыче |
| О. Серра, Л. Серра
Геофизические исследования скважин | С. В. Кайгородов, С. А. Кириченко,
Д. А. Самоловов, Л. И. Акмадиева,
Н. Н. Плешанов |
| Том I. Регистрация данных
и области применения | Практические советы
по гидродинамическому моделированию |
| К. Макфи, Дж. Рид, И. Зубизаретта
Лабораторные исследования керна:
гид по лучшим практикам | Е. А. Жуковская
Генетическая интерпретация
фильтрационно-емкостных свойств
терригенных пород-коллекторов |
| В. Кьеза
Стратегия и организация НИОКР | М. А. Тугарова, Е. А. Жуковская
Атлас типовых фаций |
| Дж. Ли, Р. А. Ваттенбаргер
Инжиниринг газовых резервуаров | Р. З. Фаизов, О. А. Мельникова, М. С. Кувакина
Настольная книга специалиста
по геологическому моделированию |
| Т. В. Ольнева
Сейсмофациальный анализ.
Образы геологических процессов
и явлений в сейсмическом изображении | |
| В. Г. Левич
Физико-химическая гидродинамика | |

УДК 622.27+004.4
ББК 32.973-018+33.3
Б448

Беляков Е. О.

Б448 Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связанности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири). — М.–Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2021. — 288 с.

ISBN 978-5-4344-0929-2

В книге описаны общие принципы проведения петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) терригенных нефтеносных коллекторов по результатам исследования керна и материалам геофизических исследований скважин (ГИС). Для проведения петрофизического моделирования используются выражения концепции связанности порового пространства (КСПП), полученные на основе компьютерного моделирования перколяционных 3D-решеток. На примере терригенных коллекторов ряда нефтяных месторождений Западной Сибири показана универсальность полученных подходов, позволяющая получать однотипные алгоритмы интерпретации данных ГИС для различных объектов разработки. Особенностью описанных подходов является взаимосогласованность всех используемых петрофизических моделей, позволяющая обеспечить адаптивную технологию настройки петрофизического обеспечения интерпретации ГИС за счет одновременного итерационного подбора базовых коэффициентов расчетных уравнений.

ISBN 978-5-4344-0929-2

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОТ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА.....	10
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	12
ВВЕДЕНИЕ.....	16
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.....	22
1.1. Базовые петрофизические параметры как элементы петрофизических моделей	22
1.2. Основные этапы построения интерпретационной модели	24
ГЛАВА 2. КОМПОНЕНТНАЯ СТРУКТУРНО-ТЕКСТУРНАЯ МОДЕЛЬ ГОРНОЙ ПОРОДЫ КАК ОСНОВА МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД	44
2.1. Общие понятия о формализации петрофизической модели ..	44
2.2. Геологическая неоднородность горных пород–коллекторов углеводородов как основа формализации петрофизических моделей.....	45
2.3. Основные структурно-текстурные особенности традиционных терригенных пород-коллекторов Западной Сибири	51
ГЛАВА 3. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КОЭФФИЦИЕНТА АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД	62
3.1. Общие принципы построения петрофизических моделей абсолютной проницаемости	62
3.2. Эмпирические модели проницаемости	67
3.3. Классические модели коэффициента проницаемости.....	68
3.4. Модели коэффициента проницаемости на основе теории протекания (перколяции).....	84
3.5. Модель абсолютной проницаемости в рамках концепции связанности порового пространства	93

- 3.6. Примеры построения обобщенных моделей абсолютной проницаемости терригенных коллекторов Западной Сибири на основе концепции связанности порового пространства ... 98

ГЛАВА 4. КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ГОРНЫХ ПОРОД С ПОМОЩЬЮ ТРЕХМЕРНЫХ ПЕРКОЛЯЦИОННЫХ РЕШЕТОК 117

- 4.1. Алгоритм построения решеточной перколяционной модели порового пространства горной породы..... 117
- 4.2. Алгоритм моделирования поиска путей протекания..... 124
- 4.3. Компьютерная программа моделирования перколяционных 3D-систем «Петрокластер» 126
- 4.4. Основные результаты моделирования перколяционных 3D-систем..... 130
- 4.5. Математическая формализация обобщенной модели эффективного порового пространства 151

ГЛАВА 5. ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА..... 153

- 5.1. Виды вод в продуктивном терригенном коллекторе 153
- 5.2. Общие понятия о смачиваемости поверхности твердой фазы горных пород..... 162
- 5.3. Строение переходной зоны в водонефтяном коллекторе 163
- 5.4. Петрофизические модели коэффициента остаточной водонасыщенности 172
- 5.5. Петрофизическое моделирование коэффициента остаточной водонасыщенности на основе обобщенной модели эффективного порового пространства 179
- 5.6. Построение капиллярных моделей на основе концепции связанности порового пространства 187
- 5.7. Использование капиллярных моделей для верификации и корректировки результатов моделирования остаточной водонасыщенности 197

ГЛАВА 6. ОБОСНОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕНКИ ИХ ОБВОДНЕННОСТИ	200
6.1. Понятие породы–коллектора в концепции связанности порового пространства	200
6.2. Корреляционный способ обоснования граничных значений фильтрационно-емкостных свойств для выделения терригенных коллекторов.....	203
6.3. Петрофизические модели фазовых проницаемостей по нефти и воде как основа для прогноза начальной обводненности коллектора.....	210
ГЛАВА 7. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПЕТРОФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД В КОНЦЕПЦИИ СВЯЗАННОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА	227
7.1. Общие принципы привлечения данных ГИС при проведении фациального анализа	227
7.2. Петрофация как аналог фильтрационной ячейки	232
ГЛАВА 8. ОСОБЕННОСТИ МНОГОВАРИАНТНОЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОДХОДОВ КСПП	246
8.1. Общие принципы многовариантной петрофизической оценки	246
8.2. Обоснование статистических распределений исходных неопределенностей.....	250
8.3. Вероятностная оценка методом Монте-Карло.....	255
8.4. Анализ чувствительности результатов	258
8.5. Пример алгоритма многовариантной оценки геологических запасов нефти с привлечением петрофизических моделей КСПП.....	259
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	267
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	269

ОТ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Дорогие читатели!

В рамках публикации серии книг «Нефтегазовый инжиниринг» продолжаем делиться интересным опытом и лучшими практиками наших коллег — специалистов научно-технического центра «Газпром нефти». Перед вами очередная книга «синей серии» «Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связанности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири)», подготовленная руководителем по развитию дисциплины «Петрофизика», кандидатом геолого-минералогических наук Евгением Олеговичем Беляковым. Данная работа обобщает многолетний опыт, полученный автором при проведении петрофизического моделирования в рамках сопровождения проектов, предусматривающих построение геолого-гидродинамических моделей углеводородных залежей. Общеизвестно, что информационной основой построения любой современной модели углеводородной залежи являются данные, получаемые при исследовании недр наземными и скважинными геофизическими методами. Качество и количество этих данных напрямую определяют эффективность последующих проектных решений по разработке нефтегазоносных объектов. Результаты геофизических исследований скважин, получаемые с помощью специальных приборов, наряду с данными исследования керна обеспечивают детальное понимание характеристик продуктивных резервуаров. Главным образом это достигается с помощью методик, на основании которых интенсивность зарегистрированных физических полей в скважинах пересчитывается в фильтрационно-емкостные свойства пластов. Разработка таких методик и прогноз параметров горных пород в скважинах по результатам их геофизических исследований являются основной задачей специалистов-петрофизиков.

В книге показаны особенности построения обобщенных петрофизических моделей, позволяющих повысить качество методического

обеспечения интерпретации геофизических исследований скважин за счет использования базовой закономерности для количественного выражения объема эффективного порового пространства, вид которой обоснован путем компьютерного моделирования геометрии фильтрационных кластеров на решеточных моделях горных пород. Повышение информативности достигается за счет использования взаимосогласованных многомерных математических моделей, позволяющих с высокой достоверностью описать зависимости между фильтрационно-емкостными свойствами горных пород. Для уточнения базовых констант моделей привлекаются данные керновых исследований. Особое внимание уделяется возможности дополнительного повышения информативности петрофизического моделирования за счет использования седиментологической информации. Также в работе описан алгоритм вероятностной оценки геологических запасов с учетом особенностей использования разработанных подходов для петрофизического моделирования. Надеемся, что книга будет интересна всем специалистам, связанным с геолого-гидродинамическим моделированием, а представленные методики петрофизического моделирования будут востребованы в процессе выполнения проектов, предусматривающих данный вид работ.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

α_{nc} — относительная амплитуда метода собственной поляризации

$\alpha_{гк}$ — относительная амплитуда гамма-метода

δ_n — объемная плотность горной породы

ΔH — высота прослоя над зеркалом чистой воды

σ — поверхностное натяжение на границе раздела двух фаз

$\chi_{гг}$ — коэффициент слоистой глинистости

d — средний диаметр зерен твердой фазы горной породы

E_k — вероятность для элемента решетки принадлежать протекаемому кластеру

$H_{эфф}$ — эффективная толщина коллекторов

k — коэффициент проницаемости (в некоторых западных моделях)

L_s — относительная длина связи между проводниками в решетке

m — коэффициент пористости (в некоторых западных моделях)

M — смачиваемость поверхности твердой фазы

M_d — медианный диаметр зерен твердой фазы горной породы

$N_{гг}$ — коэффициент относительной глинистости

p — вероятность элемента быть проводником

p_c — пороговая вероятность элемента быть проводником, при которой образуется протекаемый кластер

P_{bk} — вероятность для проводящего элемента принадлежать бесконечному кластеру

$P_k(P_c)$ — относительный размер ПК в пороге перколяции

P_s — вероятность наличия связи между проводниками решетки

P_k — капиллярное давление на границе раздела двух фаз

P_u — вероятность узла решетки быть проводником

R — коэффициент парной корреляции

R_w — удельное электрическое сопротивление пластовой воды (в некоторых западных моделях)

R_{35} — устьевый радиус пор, соответствующий 35 % насыщенности образца керна ртутью

S — параметр связанности порового пространства

- S_b — насыщенность порового пространства образца керна ртутью
 S_o — коэффициент сортировки зерен твердой фазы горной породы
 S_v — нормированная водонасыщенность коллектора
 S_n — нормированная нефтенасыщенность коллектора
 $S_{уд}$ — относительная удельная поверхность твердой фазы
 T — извилистость поровых каналов
 V_v — объемное содержание воды в горной породе
 $V_{гс}$ — объемное содержание гидрослюд в горной породе
 $V_{дол}$ — объемное содержание доломита в горной породе
 V_k — объемное содержание кварца в горной породе
 $V_{кальц}$ — объемное содержание кальцита в горной породе
 $V_{каоол}$ — объемное содержание каолинита в горной породе
 $V_{кап.в}$ — объемное содержание капиллярной воды в горной породе
 V_m — объемное содержание монтмориллонита в горной породе
 V_n — объемное содержание нефти в горной породе
 $V_{но}$ — объемное содержание остаточной нефти в горной породе
 $V_{пш}$ — объемное содержание полевых шпатов в горной породе
 $V_{св.в}$ — объемное содержание свободной воды в горной породе
 $V_{сз.в}$ — объемное содержание сорбционно-замкнутой воды в горной породе
 $V_{ст.в}$ — объемное содержание стыковой воды в горной породе
 $V_{ф.св.в}$ — объемное содержание физически связанной воды в горной породе
 W_p — водородосодержание горной породы
 $A_{фр}$ — относительное содержание алевритовой фракции
 $\Gamma_{фр}$ — относительное содержание глинистой фракции
 K_v — коэффициент текущей водонасыщенности
 $K_{в.кр}$ — коэффициент текущей водонасыщенности при равенстве фазовых проницаемостей по воде и по нефти
 $K_{в.нач}$ — начальная величина водонасыщенности при моделировании вытеснения нефти водой
 $K_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности
 $K_{во.гр}$ — коэффициент граничной остаточной водонасыщенности

$K_{в.пз}$ — коэффициент текущей водонасыщенности по модели переходной зоны

$K_{в.уэс}$ — коэффициент текущей водонасыщенности по электрической модели

$K_{вц}$ — коэффициент водоудерживающей способности по методу центрифугирования

K_v^* — коэффициент водонасыщенности на границе начала фильтрации воды

K_v^{**} — коэффициент водонасыщенности на границе начала фильтрации нефти

K_v^{50} — коэффициент водонасыщенности при равных долях нефти и воды в притоке

$K_{гл}$ — коэффициент объемной глинистости

K_n — коэффициент общей или открытой пористости

$K_{п.гр}$ — коэффициент граничной пористости

$K_{пв}$ — коэффициент пористости по воде

$K_{пг}$ — коэффициент пористости по гелию

$K_{пк}$ — коэффициент пористости по керосину

$K_{пэф}$ — коэффициент эффективной пористости

$K_{пэф.гр}$ — коэффициент граничной эффективной пористости

$K_{пд}$ — коэффициент динамической пористости

K_n — коэффициент текущей нефтенасыщенности

$K_{но}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности

$K_{пр}$ — коэффициент абсолютной газопроницаемости

$K_{пр.гр}$ — коэффициент граничной абсолютной газопроницаемости

$K_{пск}$ — коэффициент скелетной пористости

$K_{фпр.в}$ — коэффициент фазовой проницаемости по воде

$K_{фпр.н}$ — коэффициент фазовой проницаемости по нефти

$P_{фр}$ — относительное содержание песчаной фракции

$C_{ал}$ — коэффициент массового содержания алевроитовых частиц в твердой фазе горной породы

$C_{гл}$ — коэффициент массовой (весовой) глинистости (относительно массы твердой фазы горной породы)

$C_{\text{пес}}$ — коэффициент массового содержания песчаных частиц в твердой фазе горной породы

FZI — гидравлическая единица потока (flow zone indicator)

RQI — индекс качества коллектора (reservoir quality index)

NPI — нормированная пористость

АК — акустический каротаж

БК — бесконечный кластер

ИК — изолированный кластер

ПК — протекаемый кластер

ГДУ — гидродинамический уровень

ГИС — геофизические исследования скважин

ГК — гамма-каротаж

ГГК — плотностной гамма-гамма-каротаж

КСПП — концепция связанности порового пространства

ННК — нейтрон-нейтронный каротаж

ОФП — относительные фазовые проницаемости

ПАО — публичное акционерное общество

ПС — потенциалы собственной поляризации

РИГИС — результаты интерпретации геофизических исследований скважин

УЭС — удельное электрическое сопротивление

ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства

ЯМР — ядерный магнитный резонанс

Основой подготовки проектной документации на разработку углеводородных залежей являются геологические модели, которые дают детализированное представление о распределении геологических запасов нефти и газа. На основе геологических моделей разрабатываются гидродинамические модели, которые в свою очередь используются для количественной оценки извлекаемых запасов и планирования разработки месторождения. Одной из важнейших задач при планировании разработки залежей является привлечение необходимых инженерных решений, которые позволяют найти оптимальный баланс между прогнозным коэффициентом извлечения нефти или газа, плановыми экономическими затратами и будущей прибылью нефтяных и газовых компаний. Очевидно, что эффективность планирования напрямую зависит от достоверности геолого-гидродинамических моделей, которые будут заложены в тот или иной вариант разработки.

Петрофизическая информация, получаемая при бурении скважин, наряду с результатами наземных геофизических методов лежит в основе построения геолого-гидродинамических моделей пластов. Согласно Большой российской энциклопедии, термин «Петрофизика» ввел немецкий геофизик Ф. Фрелих в 1953 году, а первое отечественное методическое руководство по петрофизике составлено В. Н. Кобрановой в 1962 году [51]. Петрофизика как наука сформировалась к началу 60-х годов прошлого столетия, когда были заложены основные фундаментальные принципы и формализованы понятия петрофизических величин. До этого времени большинство геологов и геофизиков считали, что количественные оценки параметров коллекторов следует проводить только на образцах керна горных пород, а результаты геофизических исследований скважин можно использовать только на качественном уровне для прогноза литологии, корреляции пластов и выделения продуктивных коллекторов. В настоящее время большинство задач петрофизики связано с изучением параметров коллекторов нефти и га-

за, а сама дисциплина является научной основой геологической интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Большую роль в становлении петрофизики как отдельного научного направления сыграли работы ученых из СССР и США. Развитие петрофизики в СССР связано с именами В. Н. Дахнова, В. Н. Кобрановой, С. Г. Комарова, А. С. Семёнова, Н. Б. Дортмана, В. М. Добрынина, Е. И. Леонтьева, Б. Ю. Вендельштейна, М. Г. Латышовой, М. М. Элланского, Д. А. Кожевникова и многих других исследователей. Ведущая роль в становлении методологии петрофизики в нашей стране принадлежит научной школе В. Н. Дахнова. Зарубежные исследователи также внесли существенную роль в развитие петрофизики. Специалистам широко известны такие имена, как Г. Арчи, М. Вилли, Г. Долль, С. Пирсон, А. Пупон, М. Тиксье, Ф. Гассман, М. Био и др.

Изначально петрофизика как наука рассматривала главным образом вопросы изучения литолого-физических характеристик горных пород, которые получали путем исследования образцов керна, отбираемого в основном при бурении скважин. В современном понимании этот термин включает в себя также и вопросы интерпретации результатов геофизических исследований скважин, в результате которых оценивают петрофизические характеристики горных пород, которые вскрываются новыми пробуренными скважинами или же определяются путем проведения исследований в обсаженных скважинах «старого» фонда. Таким образом, в данной работе под термином «петрофизические исследования» понимается комплекс методов изучения горных пород на образцах керна или геофизическими методами в скважинах с целью определения их петрофизических характеристик. Правильное понимание распределения петрофизических характеристик пород в объеме геологического объекта разработки позволяет существенно снизить риск принятия неэффективных решений, которые могут привести к необоснованным затратам при разработке месторождений.

Неопределенность петрофизической информации может иметь различные причины. Как правило, ее основным источником является недостаточная петрофизическая изученность объекта разработки. При-

чины низкой петрофизической изученности могут быть объективными, например, в случае начала разбуривания поисково-разведочными скважинами новой залежи месторождения. Однако зачастую складывается ситуация, когда недропользователь необоснованно ограничивает комплекс проводимых геофизических методов, который, по статистике, составляет 5–10 % от общей стоимости скважины, но при этом дает около 90 % информации по разрезу (О. Серра и Л. Серра, 2017). Это может привести к несоразмерным по стоимости этих исследований экономическим потерям на последующих этапах разработки месторождения, поскольку неверное понимание локализации запасов в объекте разработки рано или поздно обернется фактической потерей эксплуатационных или нагнетательных скважин по причине неправильного планирования их расположения. К подобному результату могут привести и ошибки в выборе комплекса необходимых геофизических исследований без учета особенностей геологического строения, технологий бурения скважин и т. д., когда по факту зарегистрированные материалы ГИС не будут являться кондиционными для количественной оценки параметров пластов.

Другой важной причиной неопределенности петрофизических заключений является методология определения петрофизических характеристик горных пород в скважинах. Согласно последним методическим рекомендациям по определению подсчетных параметров залежей и подсчету геологических запасов нефти и газа [69], материалы геофизических исследований скважин (ГИС) являются основным видом геологической документации разрезов нефтегазовых скважин и, вместе с результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, испытания пластов, данными опытно-промышленной эксплуатации, служат главным источником информации, позволяющим осуществить подсчет запасов углеводородов и проектирование разработки залежей. Традиционная методология интерпретации ГИС включает в себя решение следующих основных задач: стандартизация показаний геофизических методов; оценка геофизических параметров пластов с учетом влияния искажающих факторов; литологическое расчленение

разрезов скважин; выделение интервалов коллекторов и оценка характера их насыщенности; оценка коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности; определение проницаемости и прогнозных дебитов. При этом применение конкретных методик интерпретации обусловлено типом геофизической аппаратуры, геолого-техническими условиями скважинных исследований, составом комплекса ГИС и личными предпочтениями авторов, которые разрабатывают методики интерпретации ГИС при проведении типового подсчета или пересчета запасов. Последний аспект связан с тем, что в настоящее время не существует каких-то строго регламентированных правил использования тех или иных подходов. В методических рекомендациях [69] приводятся алгоритмы, которые в разное время прошли экспертную оценку федерального бюджетного учреждения «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ФБУ «ГКЗ») Российской Федерации. Также существуют и методики, которые не всегда можно встретить в открытом доступе, но при этом с их использованием была выполнена интерпретация ГИС, а результаты прошли экспертизу ФБУ «ГКЗ». Вместе с тем ряд проектов (например, концептуальное геологическое или сейсмогеологическое моделирование) могут также предусматривать создание или актуализацию петрофизического обеспечения, но при этом проходить только внутреннюю экспертизу в периметре нефтяных или газовых компаний и не проходить экспертизу ФБУ «ГКЗ». Однако при этом последнее обстоятельство не отменяет их возможной практической ценности. Правильный выбор того или иного подхода для обработки и интерпретации результатов ГИС является определяющим фактором, который позволяет извлечь максимум полезной информации из результатов проведения петрофизических исследований в скважинах, вскрывших целевые интервалы продуктивных коллекторов.

В настоящее время существует огромное количество публикаций по направлению петрофизики коллекторов нефти и газа. В этом отношении специалисты-петрофизики имеют благодатную почву для повышения своих компетенций с учетом огромного опыта, накопленного

ведущими отечественными и мировыми экспертами. Для специалистов смежных специализаций в области геологии, разработки и обустройства месторождений знание основ петрофизики является профессиональной необходимостью, поскольку успешность решения поставленных перед ними задач во многом определяется эффективностью работы петрофизиков. В наступившую эру цифровизации работа проектных команд подразумевает постоянный обмен различной информацией уже с первого этапа работы над проектом. При этом огромную роль играет понятийный язык общения между специалистами различных направлений, и в этом отношении направление петрофизики не является исключением.

В настоящее время разработка ресурсной базы Западной Сибири обусловлена все большим вовлечением сложных в вещественном и структурно-текстурном отношении коллекторов нефти и газа. Для этого типа коллекторов характерны значительные вариации фильтрационно-емкостных и физических свойств. При этом каждый объект разработки по-своему уникален и в практике оценки подсчетных параметров существует большое количество описательных моделей как физических, так и коллекторских свойств продуктивных пластов. В основе большинства методик определения подсчетных параметров по данным геофизических исследований скважин лежат петрофизические модели, описывающие объемное содержание элементов неоднородности горной породы (поры, порозаполняющие флюиды, минеральные зерна, цемент, микропрослои и т. д.) и проводящие свойства (проницаемость, удельное электрическое сопротивление, диффузионно-адсорбционная активность и т. д.). В общем случае проводящие свойства можно характеризовать распределением в пространстве того или иного элемента неоднородности в процессе передачи по нему соответствующего воздействия (протекание флюида, перенос ионов за счет диффузии или электрических сил и т. д.). Для продуктивных пластов Западной Сибири существует достаточно большое разнообразие математических закономерностей, которые с той или иной достоверностью позволяют описывать взаимосвязи между емкостными и фильтрационными параметра-

ми, а также учитывать их влияние на распределение флюидов в поровом пространстве коллекторов. В практике петрофизического моделирования большого количества различных объектов, характерной для научных центров крупных нефтяных компаний, особую роль приобретает возможность унификации различных алгоритмов с целью создания единых относительно простых и понятных методологических подходов, позволяющих определенным образом стандартизировать процедуру создания петрофизических и интерпретационных моделей путем применения однотипных подходов к различным отложениям.

Поскольку коллекторские свойства песчаных тел тесным образом связаны с особенностями их формирования в различных условиях осадконакопления, бывает полезно установить понятийную связь между петрофизическими характеристиками пород и их фациальной природой путем обоснования петрофациальных моделей. Использование последних при геологическом моделировании позволяет более эффективно прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства различных фациальных литотипов, что совместно с геологическим осмыслением их концептуального распространения в объеме выделенных стратиграфических единиц приводит к снижению геологических рисков при проектировании и разработке месторождения.

В настоящей работе рассмотрены основные подходы к петрофизическому моделированию фильтрационно-емкостных свойств горных пород в рамках концепции связанности порового пространства (КСПП) на примере месторождений, расположенных в Западной Сибири на лицензионных участках ПАО «Газпром нефть». Особенностью методики является ее относительная универсальность и простота, а также возможность проведения петрофациального моделирования. Стоит отметить, что данные подходы не позиционируются как альтернатива большому числу существующих наработок в области петрофизического моделирования и рассматриваются только лишь как удобный инструмент, который может быть полезен специалистам в области петрофизики при решении практических задач.

1

ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

1.1. Базовые петрофизические параметры как элементы петрофизических моделей

Петрофизическое моделирование можно определить как обоснование совокупности математически формализованных выражений (петрофизических уравнений), позволяющих описать как базовые взаимосвязи между основными петрофизическими характеристиками горных пород, так и зависимости физических свойств от данных петрофизических характеристик. Основным назначением петрофизического моделирования является получение интерпретационной модели [69], которая формализует алгоритмы интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС). Результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), в свою очередь, являются основной опорной информацией для построения геологических моделей месторождений нефти и газа.

Физические свойства пород, изучаемые в нефтегазовой геофизике, объединяются в следующие группы [51]:

- 1) емкостную (пористость, влагоемкость);
- 2) капиллярную (капиллярное давление, смачиваемость);
- 3) газо- и гидродинамическую (газо-, водо- и нефтепроницаемость);
- 4) плотностную (плотности твердой, жидкой, газовой фаз и породы в целом);
- 5) электрическую (электропроводность или электрическое сопротивление, диэлектрическая проницаемость, естественная и вызванная электрохимическая и окислительно-восстановительная активность);

- 6) тепловую (теплоемкость, теплопроводность и температуропроводность);
- 7) магнитную (намагниченность, магнитная восприимчивость, температура, соответствующая точке Кюри);
- 8) ядерную (радиоактивность, нейтронная активность);
- 9) упругую (способность к изменению формы, передаче и поглощению упругих колебаний);
- 10) прочностную (прочность на сжатие, разрыв, сдвиг);
- 11) пластичную (пластичность).

В практике геологического моделирования месторождений нефти и газа, как правило, используются физические свойства, относящиеся к 1–5, 8 и 9 группам. Каждая группа характеризуется комплексом основных определяющих петрофизических величин (рис. 1.1). При этом отдельные физические свойства, определяемые по ГИС, например удельное электрическое сопротивление, плотность и т. д. могут рассматриваться как петрофизические параметры.



Рис. 1.1. Соотношение групп физических свойств и определяющих их основных петрофизических характеристик нефтяных коллекторов (по В. Н. Кобрановой, 1986 [51])

В качестве петрофизических параметров целесообразно рассматривать не только сами значения тех или иных петрофизических величин, но и их граничные значения, принимаемые в качестве классификаторов литологии, индексирования коллектора и определения характера его насыщенности.

Петрофизические модели, представленные в виде уравнений, являются составляющей частью интерпретационной модели, которая включает в себя также компонентную модель породы и априорные данные о физических характеристиках ее различных компонентов [69]. По сути, интерпретационная модель обеспечивает связь показаний приборов ГИС с петрофизическими характеристиками горных пород (рис. 1.2).

1.2. Основные этапы построения интерпретационной модели

В общем случае основной задачей петрофизического сопровождения построения геологических моделей залежей углеводородов является получение следующей информации по разрезам скважин: литологические и фациальные типы горных пород; эффективные и продуктивные толщины коллекторов; пористость, абсолютная газопроницаемость (далее по тексту — проницаемость); текущая водонасыщенность порового пространства (рис. 1.3).

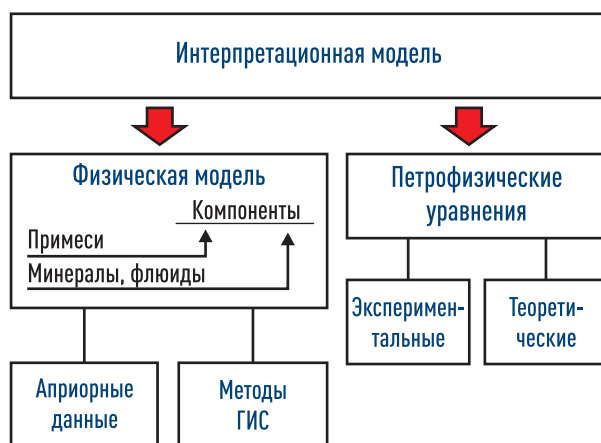


Рис. 1.2. Элементы интерпретационной модели [69]

Базовой информационной основой петрофизического моделирования являются результаты исследования кернового материала, отобранного в процессе бурения или после бурения скважин с помощью специальных приборов. Согласно учебному пособию [47], перечень методов определения характеристик породы по данным керна включает в себя следующие исследования:

- по породе, раздробленной на зерна (частицы);
- гранулометрический анализ — получение распределения частиц по размеру с помощью сит;
- определение сферичности и окатанности зерен с помощью микроскопа;
- химический анализ фракций с помощью соответствующего инвентария;
- определение типового состава зерен (кварц, полевой шпат, обломки древних пород и т. д.);
- анализ глин для определения их минерального состава.
- содержание органики во фракциях по размерам частиц.

По образцам керна:

- геологические характеристики и происхождение породы;
- ориентация плоскостей напластования;
- содержание флюидов посредством ретортного анализа;
- кривые капиллярного давления;
- распределение пор по размеру;
- площадь поверхности матрицы;
- пористость;
- абсолютная проницаемость;
- остаточная нефтенасыщенность;
- катионная емкость;
- прочность при точечной нагрузке;
- минеральный состав поверхности зерен при помощи сканирующего электронного микроскопа;
- параметр пористости (относительное сопротивление).

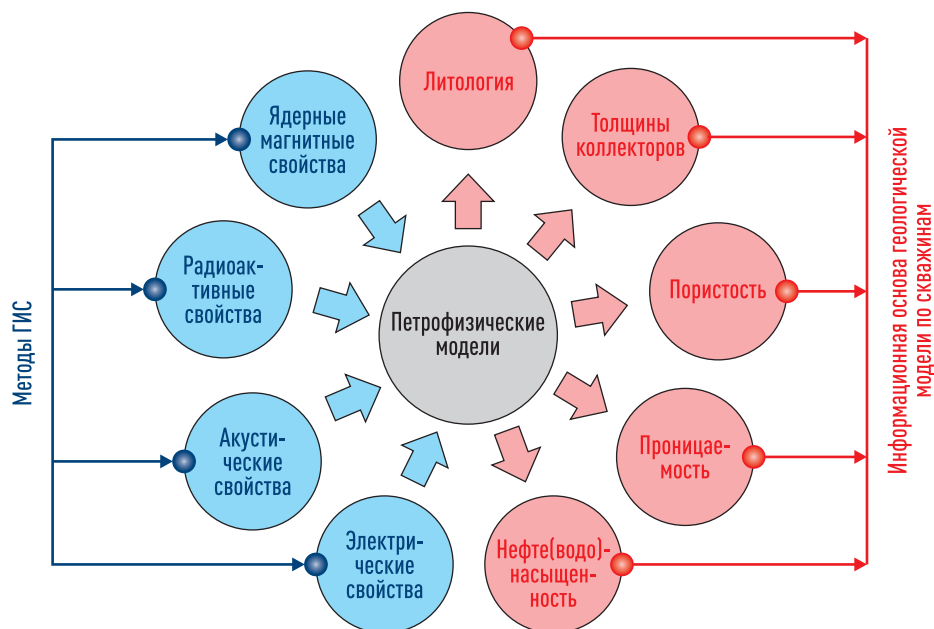


Рис. 1.3. Обобщенная схема прогноза параметров разреза по данным ГИС при сопровождении геологического моделирования

В современной практике изучения керна выделяются: стандартные кернаые исследования (в западной терминологии — RCAL, Routine Core Analysis), специальные кернаые исследования (SCAL, Special Core Analysis), а также литолого-седиментологические исследования. Типовая последовательность изучения керна схематично отображена на рисунке 1.4, а обобщенные схемы, поясняющие состав вышеупомянутых видов кернаых исследований, приведены на рисунках 1.5–1.7.

Комплекс кернаых исследований для решения геологических задач должен обеспечить всестороннее изучение горной породы. На рисунке 1.8 приведена схема, представленная в работе [47], которая систематизирует виды исследований, необходимые для создания интерпретационной петрофизической модели месторождения.

При построении петрофизических моделей, как правило, используется эмпирический подход, который заключается в получении уравнений, описывающих регрессионные зависимости между отдельными



Рис. 1.4. Типовая последовательность изучения керна



Рис. 1.5. Обобщенная схема по составу двух стандартных петрофизических исследований керна

свойствами. Другой способ заключается в построении идеализированных физических или математических моделей горных пород и установлении закономерностей поведения свойств модели в зависимости от ее параметров. В дальнейшем полученные аналитические выражения совместно с данными керновых определений используются для построения петрофизических моделей различных свойств горных пород.

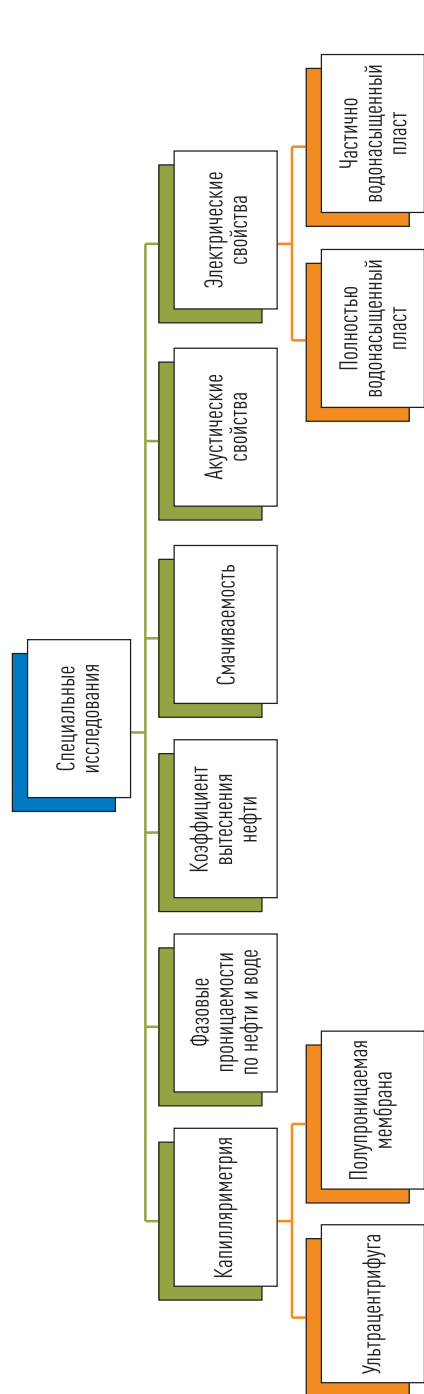


Рис. 1.6. Обобщенная схема по составу специальных петрофизических исследований ядра

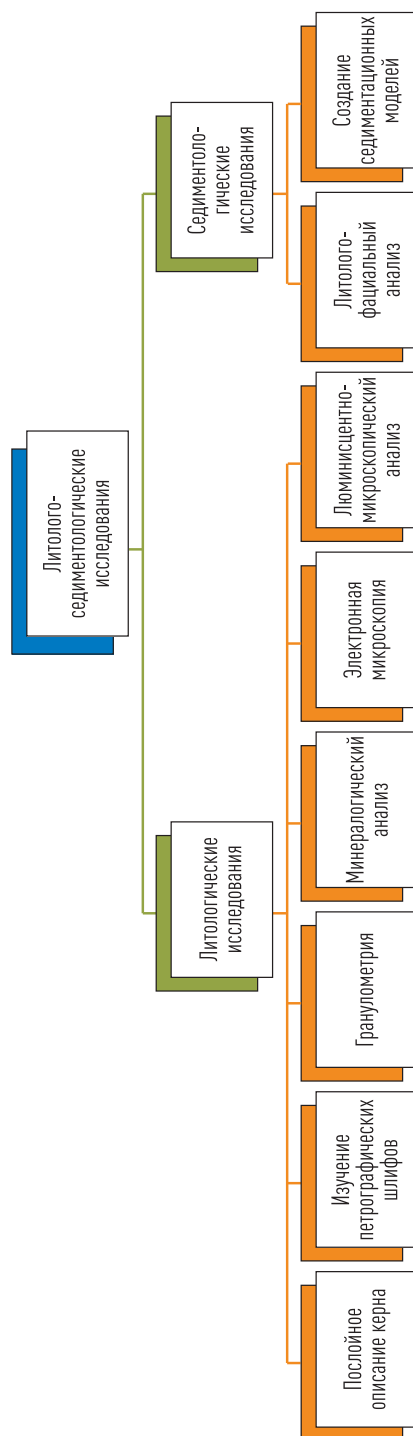


Рис. 1.7. Обобщенная схема по составу литолого-седиментационных исследований ядра

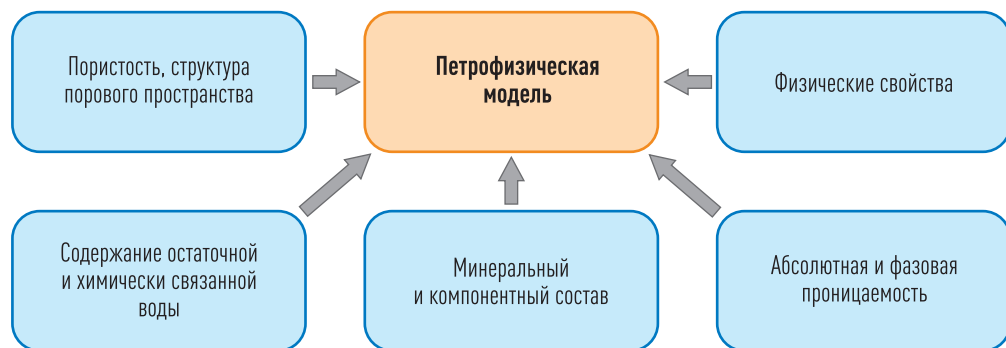


Рис. 1.8. Виды исследований, необходимые для построения интерпретационной петрофизической модели отложений [47]

На основании петрофизических моделей фильтрационно-емкостных и физических свойств горной породы строится его интерпретационная модель, которая может быть представлена в виде систем уравнений, кросс-плотов или палеток.

В ряде случаев, когда комплекс ГИС ограничен и число определяющих параметров больше числа интерпретационных уравнений, удается получить приемлемое решение путем введения диапазонов изменения величин, входящих в выражения. При этом решение системы интерпретационных уравнений относительно искомых переменных проводится на ЭВМ оптимизационным способом, с анализом промежуточных результатов и выбором их оптимальных для заданных условий значений.

В работе [70] указаны этапы построения интерпретационной модели, которые заключаются в следующем.

1. Построение объемной модели, отражающей взаимосвязь отдельных объемных разностей (фаз, компонентов) горной породы и выделение фиксируемых геологических характеристик.
2. Построение петрофизической модели, ее преобразование с целью определения фиксируемых физических параметров интерпретационной модели.
3. Построение интерпретационной модели и согласование ее уравнений с объемной моделью.

4. Проверка на сходимость входных и выходных параметров интерпретационной модели.

В этой же работе приведены причины, приводящие к неопределенности общей структуры интерпретационной модели, которые заключаются в следующем.

- Превышение числа искомых геологических характеристик над числом уравнений интерпретационной модели;
- Объединение в одну неизвестную компоненту разнородных геологических характеристик;
- Слабая увязка уравнений интерпретационной модели между собой и с принятой объемной моделью;
- Использование в качестве констант в уравнениях интерпретационной модели переменных параметров;
- Прямое использование петрофизической модели или ее элементов, полученных непосредственно на керне, в качестве уравнений интерпретационной модели.

В работах [53, 54] представлена адаптивная технология настройки петрофизических уравнений. Суть методики заключается в подборе соответствующей компонентной модели в зависимости от литолого-фациальных характеристик разреза или в замене петрофизических параметров отдельных компонентов в соответствующих петрофизических моделях. При этом процедура интерпретации ГИС включает:

- определение интерпретационных параметров отдельных методов ГИС (индивидуальная интерпретация);
- классификацию пластов и определение их минерально-компонентного состава (комплексная интерпретация);
- определение динамической пористости коллекторов.

Точность количественных результатов работы системы комплексной интерпретации ГИС обеспечивается [53]:

- настройкой алгоритмов интерпретации данных геофизических методов на индивидуальные метрологические характеристики аппаратуры;

- использованием аналитического аппарата для учета свойств промежуточных зон в системе «скважина–пласт» вместо экспериментальных (или теоретическо-экспериментальных) палеток;
- использованием точных петрофизических моделей методов вместо эмпирических связей;
- адаптивной технологией комплексной интерпретации;
- использованием универсального количественного критерия (величины динамической пористости) для выделения коллекторов.

При построении интерпретационных методик необходимо по возможности соблюдать все перечисленные требования, однако зачастую встречается ситуация, когда фактурный материал по каким-либо причинам ограничен и соблюдение всех требований невозможно. Это приводит к недостаточной обоснованности получаемых методик интерпретации данных ГИС. В этом случае встает вопрос получения дополнительной информации по объектам-аналогам, а также привлечения аналитических выражений, основанных на результатах физического, математического или цифрового моделирования (математической модели). При этом достоверность получаемой информации в основном определяется качеством первичного фактурного материала, степенью соответствия модели и моделируемой среды, а также обоснованностью привлечения аналитических выражений, полученных при моделировании, для описания того или иного свойства реального объекта. Согласно М. М. Элланскому [104], существуют следующие преимущества работы с математической моделью:

- в модели можно устанавливать точные соотношения между характеристиками объектов и процессов и преобразовывать их (характеристики) математически; в реальных условиях эти соотношения выполняются лишь приближенно;
- с помощью модели удастся выделить существенные характеристики исследуемого явления и отбросить многие несущественные, запутывающие переменные;
- модель позволяет прогнозировать поведение объекта или протекание процесса в области, где не имеется экспериментальных данных;

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

Основой построения комплексных петрофизических моделей являются зависимости между фильтрационно-емкостными свойствами. Под термином «фильтрационно-емкостные свойства» (ФЕС) понимается способность коллекторов вмещать (пустотность) и фильтровать (проницаемость) флюиды [102]. Традиционно данный термин интегрирует два параметра: коэффициент общей пористости (K_n) и коэффициент абсолютной проницаемости ($K_{пр}$). В работах В. П. Сонича (1984), В. Г. Мамяшева (1984), Л. Н. Орлова (1987) и др. показано, что для терригенных пород Западной Сибири величина закрытой пористости незначительна и обычно не превышает погрешности определения коэффициента пористости при экспериментах, проводимых на образцах керна. В связи с этим далее в работе используется обобщенное определение «коэффициент пористости» без уточнения ее вида (общая или открытая).

Использование только двух понятий — «пористость» и «абсолютная проницаемость» — в должной степени не учитывает эффект флюидонасыщенности порового пространства, поэтому для более полного понимания процессов образования и разработки традиционных углеводородных залежей имеет смысл расширить перечень параметров, которые следует отнести к фильтрационно-емкостным свойствам. В первую очередь речь идет о величинах, напрямую или косвенно характеризующих процессы фильтрации в системах «нефть-вода» или «газ-вода», таких как коэффициенты остаточной и текущей водонасыщенности, эффективной и динамической пористости, фазовых или относительных фазовых проницаемостей. В работе [52] совокупность данных параметров определяется термином «динамические фильтрационно-емкостные свойства коллекторов».

В настоящее время коэффициент пористости K_n довольно уверенно оценивается по данным ГИС, поэтому его можно считать базовым оп-

ределяющим параметром, который входит в большинство математически формализованных моделей абсолютной проницаемости, остаточной водонасыщенности и эффективной пористости. Для повышения достоверности указанных моделей целесообразно привлекать характеристики, определяющие геометрию порового пространства. В качестве еще одного базового параметра можно принять разницу величин капиллярных давлений на границе раздела фаз P_c , которая определяет коэффициент текущей водонасыщенности при формировании залежей нефти и в свою очередь зависит от высоты над зеркалом «чистой воды» (уровень, где $P_c = 0$).

Таким образом, при формализации обобщенной петрофизической модели ФЕС можно выделить минимальный набор следующих входных параметров, которые должны быть оценены по данным ГИС: коэффициент общей пористости, коэффициент текущей водонасыщенности (или капиллярное давление на заданной глубине), дополнительные параметры геометрии порового пространства, обуславливающие фильтрационные характеристики. В настоящее время прогноз этих дополнительных параметров представляет наибольшую сложность. В первую очередь это обусловлено многообразием характеристик, которые определяют геометрические особенности порового пространства. Данное обстоятельство влечет относительно большое количество различных описательных моделей, многие из которых получены в рамках различных концепций представления о строении горной породы.

При петрофизическом моделировании ФЕС наибольший интерес представляет зависимость между проницаемостью и структурными коэффициентами, характеризующими поровое пространство (А. А. Ханин, 1965).

Как теперь уже доказано многими исследователями, общей зависимости между пористостью и проницаемостью не может существовать. Две среды одной и той же пористости могут иметь совершенно различные проницаемости [96]. Очевидно, что аналогичное обстоятельство можно обобщить и для корреляций пористости с другими динамическими ФЕС.

Таким образом, структурные характеристики (геометрические особенности) порового пространства существенно влияют на ФЕС горных пород, поэтому одной из основных задач данной работы является поиск обобщающих факторов для отражения ключевых особенностей геометрии порового пространства с целью получения универсальных математически формализованных алгоритмов прогноза фильтрационных характеристик по данным ГИС и керна.

При типовом подходе к интерпретации ГИС в рамках подсчетов геологических и извлекаемых запасов оцениваются следующие параметры: литология пород; эффективные $H_{эфф}$ и продуктивные H_n толщины коллекторов; коэффициенты пористости K_n , абсолютной проницаемости $K_{пр}$ и водонасыщенности K_v (или нефтегазонасыщенности $K_{нг} = 1 - K_v$). В качестве подсчетных параметров для оценки геологических запасов привлекаются величины H_n , K_n , $K_{нг}$. Величины $K_{пр}$, как правило, используются при обосновании извлекаемых запасов, однако они могут привлекаться в качестве промежуточных параметров при уточнении толщин коллекторов и оценки их характера насыщенности (или более детально — начальной обводненности притока $F_{обв}$). Аналогичным образом для уточнения распределения запасов в объеме залежи могут использоваться величины остаточной (неснижаемой) водонасыщенности $K_{во}$ или эффективной пористости $K_{п.эф}$. В работе С. Дж. Пирсона [85] под эффективной пористостью понимается выраженное в процентах отношение объема всех сообщающихся между собой пор к общему объему породы. Эта пористость указывает на проницаемость породы для жидкости и газа, но не всегда является ее мерой. Такое определение не конкретизирует понятие сообщаемости пор, поскольку в сухом (при фильтрации газа) или водонасыщенном (при фильтрации воды) состоянии сообщаемость для фильтрующегося флюида, очевидно, будет отличаться. Более конкретизированное определение эффективной пористости приводится в работе В. Н. Кобрановой [51], под этим понятием подразумевается максимальный объем $V_{пор.эф}$ пор водоносных, нефте- или газоносных пластов-коллекторов, в которых могут находиться свободная вода, нефть, газ. Такое понимание тесно связано с возможно-

стью миграции углеводородов при образовании традиционных залежей. Очевидно, что залежи углеводородов могут образоваться только в тех интервалах горных пород (породах-коллекторах), где величина эффективной пористости $K_{п.эф}$ будет выше некоторого граничного значения $K_{п.эф.гр}$. Таким образом, под эффективной пористостью далее будем подразумевать объем порового пространства, в который могут проникнуть углеводороды в зоне предельной нефте-, газонасыщенности. В этом случае речь идет об интервалах, где давление вытеснения воды углеводородами при образовании залежи достигло своих предельных значений, что привело к полному вытеснению мобильной (свободной) воды и какой-то части рыхлосвязанной воды. Доля рыхлосвязанной воды, вытесняемой из коллекторов при образовании предельно насыщенных нефтяных или газовых залежей, определяется свойствами нефти, газа, природных вод и структурой коллектора [51]. Очевидно, что в интервалах, где насыщенность углеводородами не является предельной, эффективная пористость определяет объем порового пространства, которое заполняют углеводороды и подвижная вода, а в 100 %-ном водонасыщенном интервале эффективная пористость — это доля порового пространства, занятого подвижной водой.

При разработке залежей, часть углеводородов остается в поровом пространстве в виде остаточных нефти или газа. Доля порового пространства, в котором присутствуют остаточные углеводороды, определяется коэффициентами остаточной нефте- ($K_{но}$) или газонасыщенности ($K_{го}$). Количество остаточных углеводородов в горной породе в первую очередь определяется начальной нефте-, газонасыщенностью и скоростью фильтрации при их вытеснении [91]. Объем пор, который занимает в поровом пространстве коллекторов или образцов пород фильтрующаяся под определенным градиентом давления однородная или неоднородная жидкость, характеризуется коэффициентом динамической пористости $K_{пд}$ [51]. Данная величина обуславливает возможность фильтрации углеводородов через пористую среду при определенном градиенте давления. Значение $K_{пд} > 0$ (т. е. наличие динамической пористости) является первичным критерием выделения потенци-

альных коллекторов углеводородов. Некоторыми исследователями допущается, что граничные значения для 100 %-ного водонасыщенного коллектора будут несколько ниже, чем для продуктивного коллектора. На первый взгляд это действительно так, поскольку для 100 %-ного водонасыщенного коллектора $K_{ho} = 0$, в качестве граничного критерия для выделения полностью водонасыщенных коллекторов можно применить соотношение $K_{п.эф} > 0$. В этом случае можно ожидать, что при фильтрации нефти динамическая пористость будет меньше, чем при фильтрации только лишь одной воды в 100 %-ном водонасыщенном коллекторе. Данный факт должен отразиться в том, что эффективная проницаемость по воде $K_{пр.в}$ (100 %) для образцов со 100 %-ной водонасыщенностью будет всегда систематически выше, чем эффективная фазовая проницаемость по нефти $K_{пр.н}$ ($K_{во}$) при остаточной водонасыщенности для тех же образцов керна. Однако фактические эксперименты на образцах керна, отобранных из терригенных коллекторов Западной Сибири, данное предположение не подтверждают. Как правило, наблюдается слабая тенденция того, что при одних и тех же значениях $K_{пр}$ коэффициент проницаемости по нефти $K_{пр.н}$ ($K_{во}$) несколько выше, чем по воде $K_{пр.в}$ (100 %). Данный факт может свидетельствовать о том, что понимание неподвижных (остаточных) флюидов тесно связано с геометрией их распределения в поровом пространстве. То есть неподвижная (остаточная) нефть имеет смысл только при отсутствии связанности по нефтяному кластеру, когда его объем становится ниже некоторой критической величины $1 - K_v^{**}$. Выше этих значений, нефтяной кластер в полной мере участвует в процессе фильтрации, подобно тому, как это происходит и с водной фазой. При этом очевидно, что на соотношение проницаемостей по нефтяной или по водной фазе должна оказывать влияние степень взаимодействия флюидов с поверхностью твердой фазы горной породы. Исходя из этого предположения, должна наблюдаться корреляция отношения коэффициентов проницаемости по нефти $K_{пр.н}$ ($K_{во}$) и по воде $K_{пр.в}$ (100 %) с показателем смачиваемости M , как характеристикой взаимодействия флюидов с твердой фазой. Экспериментально было установлено, что такая корреляция существует. Для

преимущественно гидрофильных образцов наблюдается тенденция того, что эффективная проницаемость по нефти $K_{пр.н}(K_{во})$ выше, чем $K_{пр.в}(100\%)$. Для преимущественно гидрофобных образцов, наблюдается обратная картина. Данный факт объясняется тем, что при фильтрации смачивающего флюида, его мобильность несколько снижается за счет взаимодействия с поверхностью твердой фазы породы. Наличие такой тенденции свидетельствует о различном влиянии смачиваемости на фильтрацию нефти или воды, что должно отразиться на граничных величинах при обосновании количественных оценок для выделения коллекторов с учетом их характера насыщенности.

Наличие подвижных углеводородов в поровом пространстве ($1 - K_v > K_{но}$ или $1 - K_v > K_{го}$) является дополнительным критерием для выделения продуктивных коллекторов, поскольку при построении геологической модели и подсчете запасов нефти и газа за нижнюю границу залежи принимается водонефтяной (газоводяной) контакт ВНК (ГВК), являющийся границей, ниже которой при опробовании получают однофазный приток воды, а выше — приток нефти (газа) с водой [69]. Полученный уровень разделяет продуктивные и водонасыщенные интервалы. На основе положения отметки ВНК (ГВК) оцениваются продуктивные H_n толщины коллекторов. В продуктивной части залежи выделяются сверху вниз две зоны: однофазной фильтрации нефти (газа), двухфазной фильтрации нефти (газа) и воды. В пределах зоны однофазной фильтрации могут быть выделены зона предельной нефтенасыщенности с $K_v = K_{во}$ и подзона неопредельной нефтенасыщенности с $K_{во} < K_v < K_v^*$, где K_v^* — граничное значение коэффициента водонасыщенности, выше которой в притоке появляется вода [69].

Идеализированная схема вытеснения нефти или газа сформулирована М. М. Элланским [104] следующим образом. Пусть коллектор насыщен нефтью (газом) и в нем отсутствует вода. Создается перепад давления, за счет которого вода начинает внедряться в коллектор. Сначала формируются все виды остаточной, не участвующей в фильтрации воды. Завершение формирования этой категории воды происходит при $K_v = K_{во}$. Далее начинает формироваться подвижная вода в виде

отдельных капелек (островная водонасыщенность по С. Дж. Пирсону [85]). Когда водонасыщенность достигает значения критической водонасыщенности K_v^* , отдельные капельки сливаются в единый ансамбль — «нитку» подвижной воды, и вода начинает двигаться в коллекторе и выходить из него вместе с нефтью или газом. После того как водонасыщенность достигает значения $1 - K_{но}$, сплошная «нитка» нефти или газа истончается и раздробляется на отдельные капельки нефти или пузырьки газа. Таким образом, традиционная задача оценки характера насыщенности, по М. М. Элланскому, трансформируется на две задачи: 1) оценка характера притока из коллектора; 2) оценка степени обводнения коллектора $F_{обв}$. В этом случае получаемые по ГИС результаты не только могут быть использованы при подсчете геологических запасов, но и могут учитываться при моделировании разработки месторождений.

Решение вышеуказанных задач соотносится с процессом моделирования переходной зоны. Модель переходной зоны для случая однородного по ФЕС коллектора описывает изменение коэффициента текущей водонасыщенности K_v в зависимости от высоты ΔH над уровнем «зеркала чистой воды» (ЗЧВ). Уровень ЗЧВ соответствует равенству капиллярных давлений в смачивающей и несмачивающей фазе. В простейшем случае распределение зон с различными притоками нефти и воды в разрезе залежи можно представить в виде схемы, приведенной на рисунке 1.9. Площадные проекции зон различных притоков позволяют локализовать области залежи, в которых в зависимости от перфорационной политики могут получать тот или иной приток: 1) зона безводных притоков (ЗБП) — всегда получают безводные притоки; 2) чисто нефтяная зона (ЧНЗ) — в зависимости от перфорационной политики получают безводные притоки нефти или притоки нефти с водой; 3) водонефтяная зона (ВНЗ) — в зависимости от перфорационной политики получают безводные притоки нефти, притоки нефти с водой или притоки воды. С уменьшением размеров переходной зоны ЗБП приближается к ЧНЗ. В случае размеров переходной зоны, сопоставимых с высотой залежи, ЗБП может отсутствовать. Более детально строение переходной зоны будет рассмотрено в 5 главе.

В основе математического аппарата количественного описания текущей водонасыщенности K_v в переходной зоне лежит капиллярная модель — выражение, описывающее зависимость текущей водонасыщенности K_v от капиллярного давления P_c и дополнительной характеристики неоднородности коллектора по ФЕС (обычно используются величины $K_{пр}$, $K_{во}$ или соотношение $K_{пр}/K_{п}$). Капиллярную модель, как правило, получают путем аппроксимации результатов капилляриметрических исследований образцов керна.

Петрофизическое моделирование переходной зоны при построении геологической модели позволяет решить несколько задач:

- получение генерализированного тренда для распределения коэффициента водонасыщенности при 3D-геологическом моделировании в межскважинном пространстве;
- альтернативный расчет коэффициента водонасыщенности $K_{вПЗ}$, позволяющий оценить достоверность стандартных определений $K_{вУЭС}$ по методам ГИС;
- прогноз коэффициентов водонасыщенности K_v в интервалах скважин, где не удалось получить достоверные количественные определения УЭС;
- уточнение фильтрационных характеристик $K_{пр}$ или $K_{во}$ в интервалах скважин, где были проведены определения $K_{вУЭС}$ и установлено значение капиллярного давления P_c .

Исходя из вышеизложенного, в общем случае процесс движения информации для петрофизического обеспечения можно проиллюстрировать схемой, представленной на рисунке 1.10. Отличительной особенностью предлагаемой схемы является включение в качестве определяющих параметров неких характеристик, отражающих особенности геометрии порового пространства, через которое происходит фильтрация флюидов. В качестве таких характеристик можно рассматривать удельную поверхность порового пространства, извилистость, средний (или медианный) размер зерен, различные статистические характеристики распределения пор или минеральных зерен по размерам, условную фрактальную размерность или перколяционные характеристики порового пространства и т. п.

Построение петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных терригенных коллекторов согласно вышеприведенной схеме включает несколько этапов.

1) Анализ качества и достаточности результатов лабораторных исследований керна для следующих параметров:

- $K_{п.в}$ — коэффициент пористости по воде;
- $K_{п.к}$ — коэффициент пористости по керосину;
- $K_{п.г}$ — коэффициент пористости по гелию;
- K_p — принятый в итоге для моделирования коэффициент пористости;
- $K_{пр}$ — коэффициент абсолютной газопроницаемости;

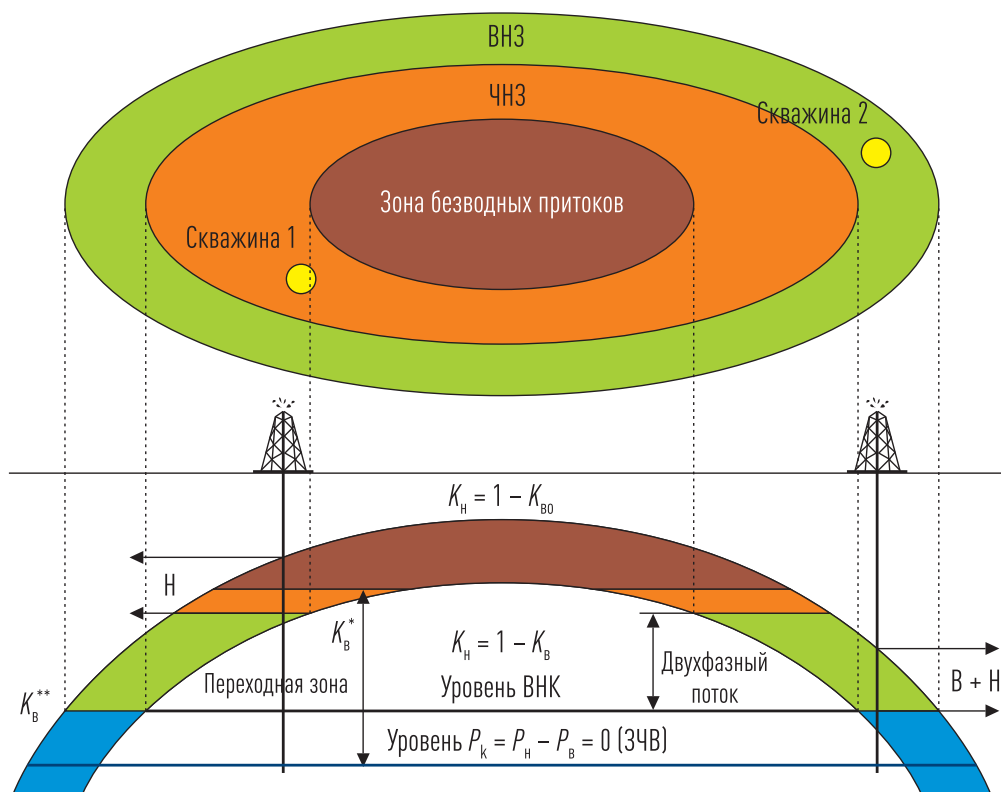


Рис. 1.9. Локализация элементов нефте-, водонасыщенной переходной зоны по площади и по разрезу в однородном преимущественно гидрофильном коллекторе

- $K_{вц}$ — коэффициент водоудерживающей способности методом центрифугирования;
 - $K_v - P_c$ — результаты капилляриметрических исследований образцов керна методом ультрацентрифугирования и/или полупроницаемой мембраны;
 - $K_{но}$ — результаты определения коэффициентов остаточной нефтенасыщенности при экспериментах, моделирующих процесс вытеснения нефти водой;
 - УЭС — результаты определения удельного электрического сопротивления частично и полностью водонасыщенных образцов керна в пластовых и атмосферных условиях;
 - ОФП — результаты определения фазовых и относительных фазовых проницаемостей при вытеснении нефти водой, включая оценку эффективной проницаемости по воде при 100 %-ной насыщенности образцов керна;
 - M — показатель смачиваемости, полученный по методике Аммота-Тульбовича или другими способами;
 - грансостав — результаты гранулометрического анализа керна.
- 2) Построение капиллярной модели по результатам капилляриметрических исследований керна $K_v - P_c$, в виде математического выражения $K_v = F(P_c, K_{пр})$.
 - 3) Пересчет $K_{вц}$ в $K_{во}$ для заданных давлений вытеснения $P_{с.мах}$, соответствующих зоне предельной нефтенасыщенности.
 - 4) Обоснование взаимосогласованных петрофизических моделей ФЕС вида $K_{пр} = F(K_n, S_f)$, $K_{во} = F(K_n, S_f)$, $K_{п.эфф} = F(K_n, S_f)$, $K_{нд} = F(K_n, S_f)$, где S_f — совокупность структурных факторов, характеризующих геометрию порового пространства с учетом взаимодействия порозаполняющих флюидов и твердой фазы (смачиваемости M).
 - 5) Определение «плавающих» граничных отсечек для выделения коллекторов на основании зависимости $K_{нд} = F(K_n, S_f)$.
 - 6) Оценка показателей m и n в стандартных зависимостях Арчи-Дахнова для параметра пористости ($УЭС_{100}/УЭС_v = P_n = 1/K_v^m$) и параметра насыщенности ($УЭС/УЭС_{100} = P_n = 1/K_v^n$), где $УЭС$, $УЭС_{100}$

и $УЭС_v$ — удельное электрическое сопротивление соответственно для породы с частичной водонасыщенностью по керну (или $УЭС$ пласта с наличием углеводородов по ГИС), 100 %-ной водонасыщенностью и пластовой воды. В случае наличия сильно неоднородных по структурным характеристикам и показателю смачиваемости горных пород получение статистических зависимостей вида $m = F(S_f)$ и $n = F(M)$;

- 7) Обоснование петрофизических моделей показаний основных методов ГИС (ПС — метод собственных потенциалов, ГК — гамма-каротаж, ННК (НГК) — нейтрон-нейтронный или нейтронный гамма-каротаж, АК — акустический каротаж, ГГК — гамма-гамма-каротаж плотностной и литоплотностной) для определения коэффициента пористости K_p и прогноза совокупности структурных факторов S_f ;
- 8) На основании результатов моделирования ОФП получение граничных зависимостей вида $K_v^{**} = F(K_{пр})$, $K_v^* = F(K_{пр})$. В интервале коэффициента текущей водонасыщенности $K_v^{**} < K_v < K_v^*$ построение петрофизической модели коэффициента обводненности следующего вида: $F_{обв} = F(K_v, K_{пр})$.
- 9) Настройка петрофизической модели переходной зоны на основе капиллярной модели, плотностей порозаполняющих флюидов, а также смачиваемости M .

Согласно М. М. Элланскому [106], отдельные модели петрофизических взаимосвязей необходимо объединить в систему интерпретационных моделей, на основе которой и должна производиться комплексная интерпретация скважинных данных. Для различных петрофизических классов, выделенных в горных породах, нужно создавать свои системы интерпретационных моделей. Петрофизическая классификация должна производиться на основе общих, а не частных моделей петрофизических взаимосвязей. Классы, подклассы и другие классификационные объекты должны выделяться не по географическому принципу, а по особенностям системы общих интерпретационных моделей. Для разных продуктивных отложений должны быть использованы разные системы моделей петрофизических связей.

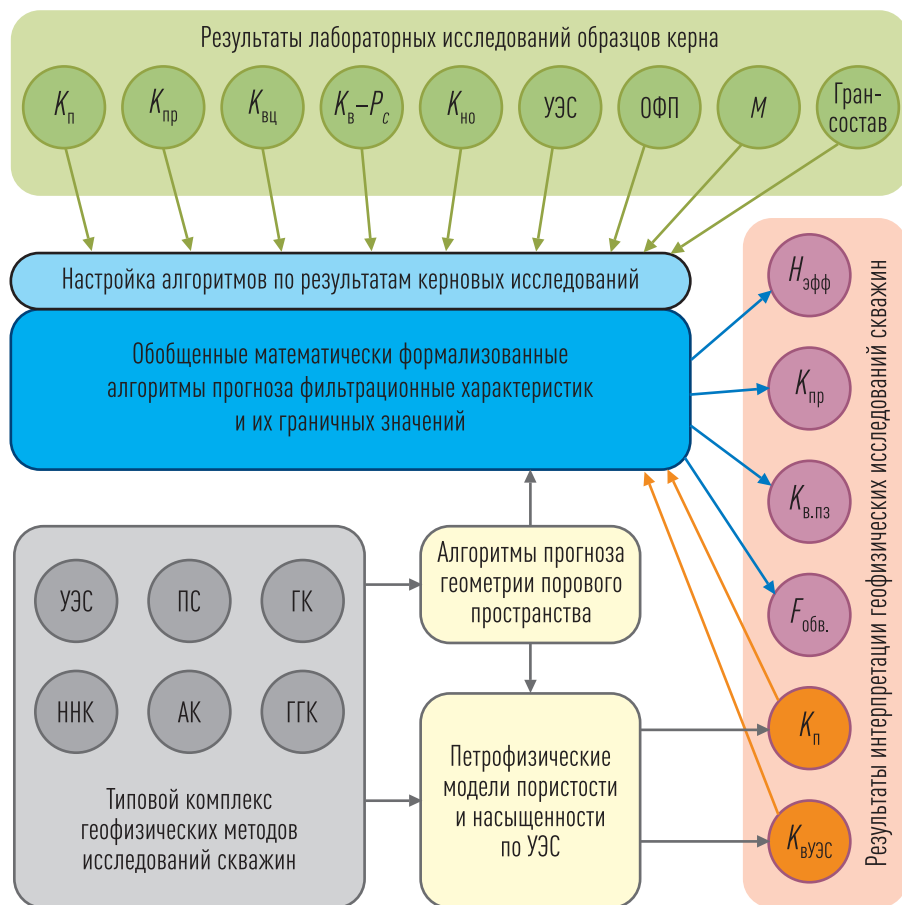


Рис. 1.10. Обобщенная схема движения информации для петрофизического обеспечения интерпретации типового комплекса геофизических исследований скважин для задач подсчета запасов

2 КОМПОНЕНТНАЯ СТРУКТУРНО-ТЕКСТУРНАЯ МОДЕЛЬ ГОРНОЙ ПОРОДЫ КАК ОСНОВА МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

2.1. Общие понятия о формализации петрофизической модели

Описание петрофизических зависимостей можно было бы получить, решая дифференциальные уравнения, однако такие решения можно получить только для наиболее простой геометрии среды (например, плоскопараллельной). Но даже если такие решения и были получены, они должны были бы содержать огромное количество параметров и были бы непригодными для практического использования [М. М. Элланский, 1978] [102]. Формализация петрофизической модели — это снижение размерности решения математических закономерностей, описывающих взаимосвязи между петрофизическими свойствами горных пород. Фактически формализация математического описания поведения петрофизических свойств позволяет перейти от детерминированных моделей к вероятностным, дающим некие средние оценки, которые имеют определенную погрешность. Точность моделей при этом снижается, однако повышается их практическая значимость. Простейшей и наиболее распространенной в настоящее время петрофизической моделью является парная корреляция между двумя петрофизическими характеристиками. Более сложные математические функции, использующие два и более определяющих петрофизических параметра, называются многомерными моделями.

При построении петрофизической модели важной задачей является оптимальный выбор числа определяющих параметров. Другой важной задачей является выбор математических закономерностей, с по-

мощью которых будут выражены взаимосвязи между петрофизическими характеристиками, и установление численных значений констант, входящих в эти закономерности.

Основным критерием для выбора числа определяющих параметров петрофизической модели является состав комплекса проводимых геофизических методов исследования скважин. В общем случае расширенный комплекс ГИС позволяет выделять большее количество определяющих параметров, чем сокращенный. При этом очевидно, что отдельный определяющий фактор должен отличаться от остальных по его значимому влиянию на показания хотя бы одного метода ГИС.

В работе [102] детально описаны несколько приемов, облегчающих выбор количества определяющих параметров петрофизических моделей: эвристическая ортогонализация пространства существенных факторов, использование принципа непрерывного смешения, использование принципа вложения, использование требований теории размерностей. В общем же виде основу формализации можно свести к выделению в породе набора однородных компонентов, контрастных по тому или иному физическому свойству, измеряемому методами ГИС, и геометрическому распределению выделенных компонентов в объеме породы.

2.2. Геологическая неоднородность горных пород-коллекторов углеводородов как основа формализации петрофизических моделей

Выбор компонентной модели для формализации петрофизических алгоритмов определяется главным образом особенностями геологической неоднородности конкретного объекта исследований. Осадочные горные породы — это сложнопостроенные полиминеральные агрегаты, образовавшиеся в результате разнообразных петрогенетических процессов, отображающих геологическую историю конкретного объема минерального вещества (Г. И. Петкевич, 1972).

Под неоднородностью геологического тела понимается неравномерность распределения в нем вещества и разнообразие свойств составляющих его элементов. Причины неоднородности горных пород тесно

связаны с процессами седиментации, диагенеза, тектогенеза, метаморфизма и могут быть объяснены на основе существующих представлений о природе указанных геологических явлений [83]. Н. М. Страхов выделяет определенную последовательность процессов образования осадков, превращения их в горные породы и дальнейшего преобразования — петрогенез. Исходным материалом, участвующим в формировании осадочных отложений, являются обломки разнообразных пород (магматических, метаморфических, осадочных, приносимых в бассейн осадконакопления) и некоторые вторичные минералы, образующиеся на последующих стадиях петрогенеза [92]. Различные размеры породообразующих обломков, их форма и степень отсортированности обуславливают формирование первичных структурных особенностей горных пород. В зависимости от условий осадконакопления отдельные структурные разности (размером от нескольких мм до нескольких см) взаимно чередуются, образуя текстурные особенности отложений. В результате постседиментационных преобразований породообразующих минералов под действием физико-химических процессов первоначальные структурные и текстурные характеристики горных пород также изменяются. Таким образом, структурно-текстурные особенности терригенных горных пород в разрезах скважин обусловлены двумя определяющими факторами: фациальными обстановками осадконакопления и вторичными постседиментационными преобразованиями. Кроме структурно-текстурной неоднородности осадочным горным породам присущи также фазовая и компонентная неоднородности [30]. Фазовая неоднородность породы предполагает наличие границ раздела между обособленными объемами, занимаемыми каждой фазой. При этом молекулы граничащих между собой фаз образуют область со свойствами, отличающимися от свойств самих фаз. В первую очередь речь идет о контакте породообразующих минералов с порозаполняющими флюидами — нефтью, газом и водой. Компонентная неоднородность породы характеризуется составом твердой, жидкой и газообразной фаз.

При геофизических исследованиях скважин имеет смысл говорить только о той неоднородности горных пород, которая приводит к изменению показаний методов ГИС [48]. С этих позиций выделяют два ос-

новых вида неоднородности: макро- и микронеоднородность. Макронеоднородность — это изменчивость характеристик пласта, определяющих форму тела коллектора, т. е. толщины, расчлененности, прерывистости. Микронеоднородность — изменчивость свойств коллектора, связанная с изменением внутренней микроструктуры (пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и др.). Методы ГИС позволяют выделять в первую очередь послойные образования, т. е. изучать вертикальную неоднородность — слоистость. По размерам и сериям слоев различают [61] макрослоистость (метровые размеры), мезослоистость (сантиметровые) и микрослоистость (миллиметровые и меньше). Для построения петрофизических моделей и использования полученных аналитических выражений для количественной интерпретации данных ГИС авторами работы [57] предлагается ограничиться двумя понятиями: макро- и микрослоистость. В данном случае под микрослоистостью (микроанизотропией) понимается такое чередование тонких прослоев пород различной литологии, которое не сказывается на вертикальной дифференциации кривых всех геофизических методов, а лишь изменяет величину аномалии в целом (рис. 2.1,а). Под макрослоистостью (макроанизотропией) понимается такое чередование слоев пород, которое фиксируется в виде отдельных аномалий той или иной амплитуды (рис. 2.1,б). Такое разграничение имеет несколько формальный характер, поскольку различные методы ГИС имеют разную вертикальную расчленяющую способность. Это приводит к тому, что по кривым геофизических методов с большей вертикальной расчленяющей способностью выделяется, соответственно, и большее число прослоев. В практике интерпретации типового комплекса ГИС обычно ограничиваются нижней границей выделяемых аномалий порядка 0,4–1 м, исходя из дифференцирующей способности различных методов. Аналогичный вертикальный размер обычно имеют ячейки геологических 3D-моделей. Таким образом, с определенной долей условности этот порядок величины можно принять за нижнюю границу микронеоднородности. При этом стоит отметить, что наличие специальных высокоразрешающих методов ГИС (микроимиджеры и т. п.) позволяет выделить сантиметровые аномалии, что дает возможность оценить параметры микро-

и мезослоистости. В ряде случаев наличие микро- и мезослоистости возможно установить по косвенным данным, на основании наличия электрической анизотропии (триаксиальный индукционный метод) или по специфическому двухмодальному распределению времени поперечной релаксации T_2 (ядерный магнитный метод). Вместе с тем в практике подсчетные характеристики пластов оцениваются на основании всего комплекса соответствующих методов ГИС с более низким по отношению к микрометодам вертикальным разрешением. Исходя из этого, при комплексной оценке параметров прослоев по данным ГИС мезослоистость (сантиметры) проявляет себя так же, как и микрослоистость (миллиметры).

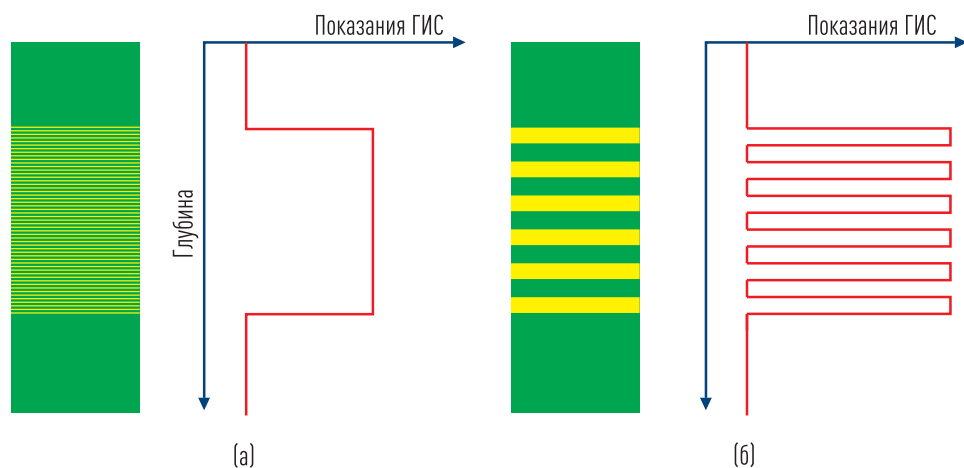


Рис. 2.1. Схематическое представление влияния микро- (а) и макронеоднородности (б) на показания методов ГИС

Таким образом, величины аномалий на геофизических кривых типового комплекса связаны с петрофизическими характеристиками горных пород, которые обусловлены микронеоднородностью (структурно-текстурными особенностями и переслаиванием относительно маломощных прослоев) горной породы и вещественным составом ее компонентов.

Компонентная неоднородность горных пород, геометрические особенности распределения компонентов и их взаимодействие друг с другом являются определяющими факторами при петрофизическом моде-

лировании. Детальность компонентной модели является главным аспектом формализации петрофизических моделей. В зависимости от решаемой задачи принятая компонентная модель породы может существенно варьировать. В качестве примера на рисунке 2.2 показаны различные варианты детализации компонентной модели типовых терригенных коллекторов, характерных для месторождений Западной Сибири.

Тип компонентной модели	Объемы компонентов														
Объемная компонентная модель породы	Кварц (V_k)	Полевые шпаты ($V_{пш}$)	Доломит ($V_{доп}$)	Кальцит ($V_{кальц}$)	Монтмориллонит (V_m)	Гидрослюда ($V_{гс}$)	Хлорит ($V_{хл}$)	Каолинит ($V_{као}$)	Физически связанная вода ($V_{ф.св.в.}$)	Стыковая вода ($V_{сты.в.}$)	Сорбционно-замкнутая вода ($V_{сз.в.}$)	Капиллярная вода ($V_{кап.в.}$)	Свободная вода ($V_{св.в.}$)	Нефть (V_n)	Остаточная нефть ($V_{но}$)
	Кварц (K_k)	Полевые шпаты ($K_{пш}$)	Доломит ($K_{доп}$)	Кальцит ($K_{кальц}$)	Монтмориллонит (K_m)	Гидрослюда ($K_{гс}$)	Хлорит ($K_{хл}$)	Каолинит ($K_{као}$)	Пористость ($1 - K_{тв}$)						
Объемная флюидальная модель	Твердая фаза ($1 - K_n$)								Вода ($K_n \cdot K_v$)				Нефть ($K_n \cdot K_n$)		
Модель цемента	Песчано-алевритовая ($K_{пн}$)	Карб. цемент ($K_{карб.}$)	Глинистый цемент ($K_{гл}$)					Пористость (K_n)							
Модель объемной глинистости	Скелет породы ($1 - K_n - K_{гл}$)			Глинистый цемент ($K_{гл}$)					Пористость (K_n)						
Модель скелетной пористости	Скелет породы ($1 - K_{п.ск.}$)			Скелетная пористость ($K_{п.ск.} = K_n + K_{гл}$)											
Модель пористости	Твердая фаза ($1 - K_n$)								Пористость (K_n)						
Модель эффективной пористости	Твердая фаза ($1 - K_n$)								Остаточная вода ($K_n \cdot K_{во}$)		Эффективная пористость ($K_{п.эфф} = K_n(1 - K_{во})$)				
Модель динамической пористости	Твердая фаза ($1 - K_n$)								Остаточная вода ($K_n \cdot K_{во}$)		Динамическая пористость ($K_{п.д.} = K_n(1 - K_{во} - K_{но})$)			Ост. нефте-нас. ($K_n \cdot K_{но}$)	
Модель текущей водонасыщенности	Твердая фаза ($1 - K_n$)								Вода ($K_n \cdot K_v$)				Нефть ($K_n(1 - K_v)$)		

Рис. 2.2. Пример различной детализации компонентной модели нефтенасыщенного терригенного коллектора

Количественная оценка объемов компонентов является основной целью интерпретации геофизических исследований скважин. Большинство задач подсчетов геологических запасов связано с определением подсчетных параметров: коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности, а также толщин продуктивных прослоев. При этом в петрофизическом понимании традиционный продуктивный коллектор — это порода, в поровом пространстве которой возможно движение углеводородов, поэтому базовой компонентной моделью для выделения потенциально продуктивных интервалов будет являться модель динамической пористости. Для прогноза остальных подсчетных параметров (коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности) привлекаются соответственно модели пористости и текущей нефтенасыщенности. Более сложные компонентные модели могут использоваться для решения других задач. Например, объемная минералогическая модель может привлекаться для решения задачи детального литологического расчленения разреза, а объемная компонентная модель — для петроупругого моделирования акустических параметров горных пород.

Геометрические особенности распределения минеральных компонентов в объеме породы влияют на флюидальную модель. Геометрия распределения флюидов и их взаимодействие с твердой фазой, в свою очередь, обуславливают фильтрационные характеристики пластов. Общее распределение всех компонентов и результаты их взаимодействия между собой определяют особенности распространения геофизических полей в объеме горных пород и средние эффективные значения соответствующих петрофизических параметров. Таким образом, аномалии геофизических кривых связаны с петрофизическими характеристиками горных пород, обусловленными их вещественным составом, структурой, текстурой и физико-химическими свойствами пластовых флюидов. В силу этого эффективность интерпретации геофизических данных определяется степенью изученности количественных взаимосвязей между петрофизическими характеристиками, как между собой, так и с компонентным составом и структурно-текстурными особенностями горных пород. При этом при петрофизическом моделировании

фильтрационно-емкостных свойств структурно-текстурные характеристики горных пород являются главным определяющим фактором.

2.3. Основные структурно-текстурные особенности традиционных терригенных пород-коллекторов Западной Сибири

Породы-коллекторы месторождений Западной Сибири представлены в основном терригенными песчано-алеврито-глинистыми горными породами полимиктового состава. Структурные особенности таких пород связаны с формой, взаимным расположением и гранулометрическим распределением частиц, составляющих твердую фазу. В любой осадочной горной породе различают [90] зерна, матрикс, цемент и поры (рис. 2.3). Зерна — это обломочные частицы, которые обычно образуют каркас осадка. Матрикс — это более мелкие обломки, которые заключены между зернами. Определенной границы между матриксом и зернами нет. В конгломератах матрикс обычно бывает представлен песчаными зернами, а в песчаниках он может быть представлен алевритовыми и глинистыми частицами.

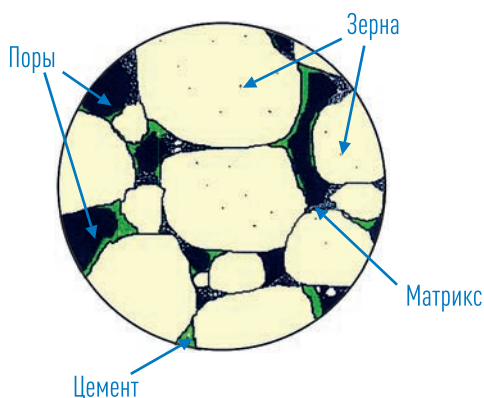


Рис. 2.3. Схема строения терригенной осадочной горной пород (по Р. К. Селли)

По происхождению выделяют протоматрикс, ортоматрикс, эпиматрикс и псевдоматрикс [84]. Первый — это захваченная в поры обломочная глина, второй — перекристаллизованный материал, тре-

тий — продукт диагенетического изменения зерен песчаной размерности, а четвертый образован в результате деформации и раздавливания мягких обломков глинистых пород.

Влияние структурных характеристик и вещественного состава на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов Западной Сибири рассматривалось многими авторами (см. [1, 2, 4, 5, 9, 12–17, 32, 35, 38, 39, 41, 42, 50, 52, 57–59, 62–64, 66, 70, 81, 82, 91, 105] и др.) В результате установлено, что фильтрационно-емкостные свойства традиционных терригенных коллекторов определяются в основном их гранулометрическим составом, содержанием в породе цементирующего материала и его минеральным составом. Вещественный состав обломочной (скелетной) части пород на их ФЕС практически не оказывает влияния.

Полимиктовым коллекторам Западной Сибири присуще широкое распределение гранулометрического состава (распределения частиц твердой фазы горной породы по среднему размеру) для одних и тех же стратиграфических объектов. Широкое варьирование структурных особенностей обуславливает значительное изменение фильтрационно-емкостных свойств. Этими же факторами объясняется и встречающийся существенный разброс точек на эмпирических зависимостях $K_{np} = F(K_n)$ и $K_{во} = F(K_n)$, получаемых по результатам лабораторных исследований образцов керна.

Гранулометрические распределения используются в практике интерпретации данных ГИС для литологической типизации горных пород. Согласно схеме Московского нефтяного института [61] в терригенной горной породе выделяются следующие типы частиц: 1–0,5 мм — крупный песок; 0,5–0,25 мм — средний песок; 0,25–0,1 мм — мелкий песок; 0,1–0,05 — крупный алеврит; 0,05–0,025 мм — средний алеврит; 0,025–0,01 мм — мелкий алеврит; 0,01–0,001 мм — крупный пелит (глина); <0,001 мм — мелкий пелит (глина). Менее детальная классификация подразумевает выделение укрупненных интервалов: 1–0,1 мм — песчаные зерна; 0,1–0,01 — алевритовые зерна; <0,01 мм — глинистые частицы. Литологическая принадлежность горных пород может быть оце-

нена с помощью классификационной диаграммы Ф. П. Шепарда [100] (рис. 2.4).

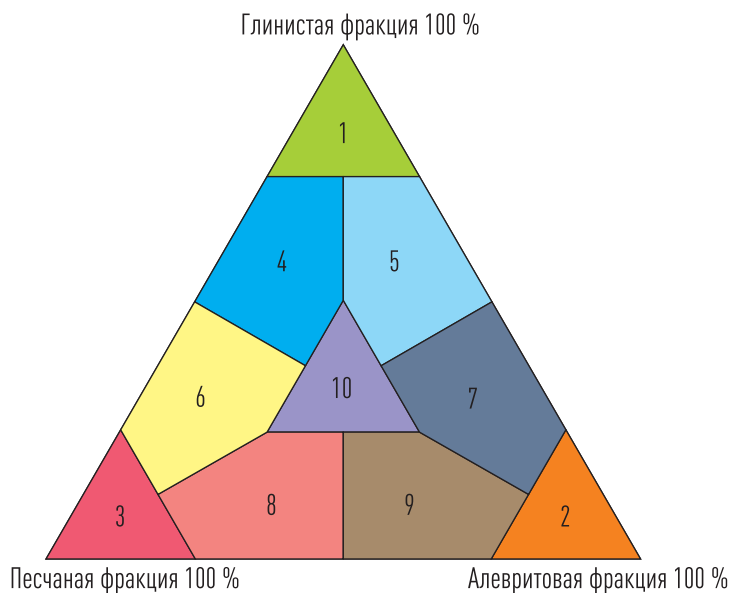


Рис. 2.4. Классификационная диаграмма Ф. П. Шепарда: 1 — аргиллит, 2 — алевролит, 3 — песчаник, 4 — песчаный аргиллит, 5 — алевритовый аргиллит, 6 — глинистый песчаник, 7 — глинистый алевролит, 8 — алевритовый песчаник, 9 — песчаный алевролит, 10 — песчано-алевритовый аргиллит

Содержание в породе-коллекторе частиц того или иного размера по-разному влияет на его фильтрационно-емкостные свойства. В качестве примера на рисунке 2.5 приведено сопоставление коэффициента корреляции R для корреляционных трендов коэффициента пористости K_n и абсолютной проницаемости $K_{пр}$, определенных по керну с массовой долей фракции V_{d3} в гранулометрических интервалах, имеющих средний размер d_3 . Как видно из сопоставления, увеличение доли частиц размером более 0,1 мм приводит к улучшению ФЕС, поскольку при этом наблюдается положительный коэффициент корреляции зависимостей $K_n = F(V_{d3})$ и $K_{пр} = F(V_{d3})$. Увеличение же доли частиц размером менее 0,1 мм приводит к ухудшению ФЕС.

Основными причинами существенного варьирования гранулометрических характеристик являются различные палеогидродинамиче-

ские уровни обстановок осадконакопления [74]. Величина палеогидродинамического уровня определяет литологический тип породы, ее гранулометрические параметры (содержание песчаной $P_{фр}$, алевритовой $A_{фр}$ и глинистой $G_{фр}$ фракций, медианный диаметр зерен M_d), а также тип слоистости (таблица 2.1). Пример соотношения между фильтрационно-емкотными свойствами (K_n , $K_{пр}$), гранулометрическими параметрами (объемное содержание песчаной фракции $K_{пес}$, медианный диаметр M_d , коэффициент сортировки S_o) и палеогидродинамических уровней (ГДУ) приведен на рисунке 2.6.

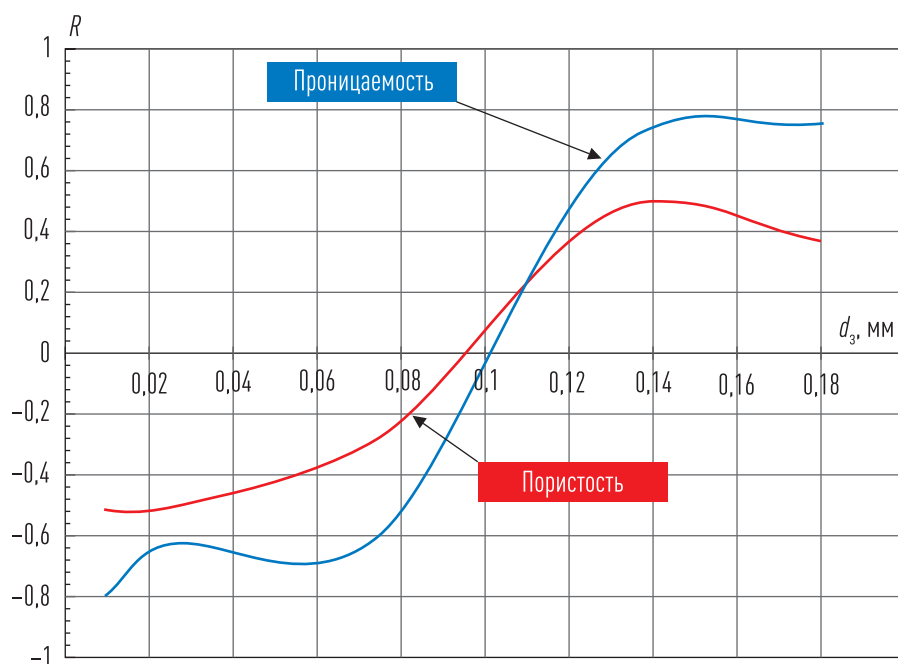


Рис. 2.5. Сопоставление коэффициентов корреляции связей $K_n = F(V_{d3})$ и $K_{пр} = F(V_{d3})$ со средним диаметром зерен в соответствующих гранулометрических интервалах для текстурно однородных пород-коллекторов отложений АВ Сомотлорского месторождения

Изменение состава, структурных признаков и характера расположения осадочного материала проявляется в отложениях в виде осадочных (седиментационных) текстур. Осадочные текстуры подразделяются на две группы [28, 84, 86, 90]: первичные и вторичные. Первичные

Таблица 2.1. Литологические особенности терригенных горных пород в зависимости от динамики осадконакопления (по В. С. Муромцеву, 1984)

УРОВНИ					
Литология	I — очень высокий	II — высокий	III — средний	IV — низкий	V — очень низкий
Породы	Песчаники крупно- и среднезернистые неглинистые	Песчаники средне-, мелкозернистые	Песчано-алеврито-глинистые породы	Алевролиты и глинисто-алевритовые породы	Алеврито-глинистые породы и глины
Гранулометрия	$P_{фр} - 70-95 \%$ $A_{фр} - 5-10 \%$ $G_{фр} - 0-15 \%$ $M_d > 0,25 \text{ мм}$ Зерна гравия, галька	$P_{фр} - 50-70 \%$ $A_{фр} - 5-20 \%$ $G_{фр} - 15-25 \%$ $M_d - 0,1-0,2 \text{ мм}$	$P_{фр} - 20-50 \%$ $A_{фр} - 20-50 \%$ $G_{фр} - 20-50 \%$ $M_d - 0,06-0,1 \text{ мм}$	$P_{фр} - 0-20 \%$ $A_{фр} - 50-85 \%$ $G_{фр} - 15-50 \%$ $M_d < 0,06 \text{ мм}$	$P_{фр} - 0-5 \%$ $A_{фр} - 0-20 \%$ $G_{фр} - 50-90 \%$ $M_d \ll 0,02 \text{ мм}$
Слоистость	Крупная косая, иногда сходящаяся или отсутствует. По границам серий — мелкая галька	Косая, косоволнистая. Серийные швы отчетливы	Мелкая косая, косоволнистая, иногда волнистая и горизонтальная. Серийные швы слабо заметны	Волнистая, линзовидная, горизонтальная	Горизонтальная или отсутствует

осадочные текстуры образуются в результате процессов осадконакопления, эрозии и деформации. Зачастую отмечается биогенный фактор в виде следов растений и жизнедеятельности различных организмов. Возникновение первичных текстур в зернистом осадочном материале преимущественно зависит от физических факторов, поэтому многие текстуры одного и того же типа присущи месторождениям с различным минеральным составом. Наиболее характерной первичной текстурой осадочных пород является слоистость или стратифицированность. По масштабам различают [84]: тонкослойчатые (менее 2 мм); слойки (толщина менее 1 см); очень тонкие слои (1–5 см); тонкие слои (5–60 см); толстые слои (60–120 см). Как уже отмечалось, выделяются два типа внутренней текстуры: косая и градационная слоистость. Косая слоистость связана со знаками ряби и, в зависимости от масштаба, проявляет себя по-разному [84]. В общем виде знак ряби — элемент мелко-масштабной текстуры. Длина волны равняется нескольким сантиметрам, а высота ее измеряется миллиметрами. В определенных условиях,

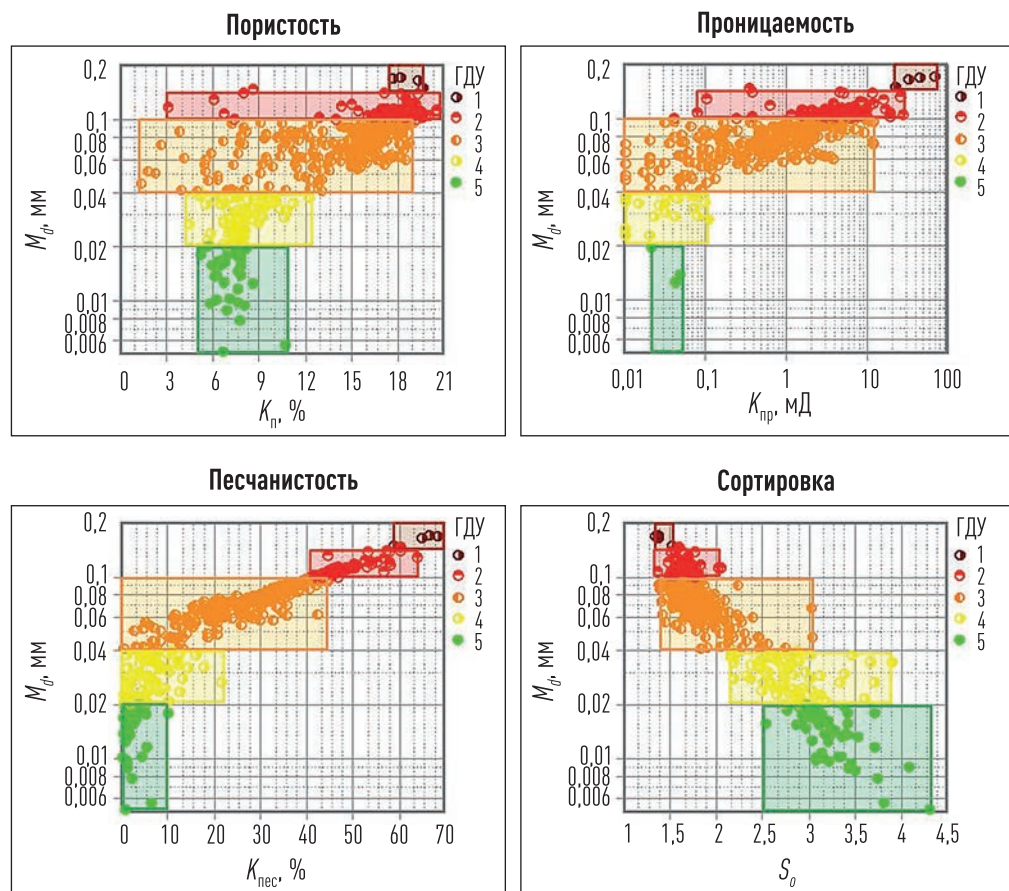


Рис. 2.6. Пример соотношения пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), объемного содержания песчаной ($K_{пес}$) фракций, сортировки (S_o) с медианным диаметром частиц твердой фазы горной породы M_d и выделенными ГДУ для отложений АС₉₋₁₂ Приобского месторождения [99]

однако, широко распространены гигантские знаки ряби (песчаная волна или дюна) с длиной волны, измеряющейся метрами и в некоторых случаях — десятками метров с амплитудой в несколько десятков сантиметров. Форма слоистости отражает характер движения среды, в которой происходит накопление осадка. Волнистая и линзовидная слоистость образуется при периодическом изменении направления потоков и связана с действием приливов-отливов и волн. Косая слоистость характерна для однонаправленных потоков, а параллельная — для спокойных обстановок седиментации ниже уровня действия волн. На ри-

сунке 2.7 показаны примеры проявления мелкомасштабной текстуры знаков ряби в виде линзовидной слоистости, а также косой и параллельной слоистости на полноразмерных образцах керна. Характерное свечение участков пород в ультрафиолетовом свете показывает, что текстурные особенности в данных примерах определяют заполнение нефтью отдельных слоев, представленных относительно лучшими по коллекторским свойствам песчаниками и алевролитами.

Вторичные текстуры возникают в процессе диагенеза, и поэтому их часто называют диагенетическими [86], они связаны с растворением (стилолиты, коррозионные зоны, пустоты и т. д.) или нарастанием (стяжения, конкреции, кристаллические агрегаты, прожилки) [84]. Пример пятнистой текстуры, связанной с ростом цеолитовых пятен, приведен на рисунке 2.8.



Рис. 2.7. Пример различных типов слоистости на полноразмерных образцах керна в дневном и ультрафиолетовом свете

Корреляция между фациальными обстановками осадконакопления и структурно-текстурными особенностями терригенных коллекторов отражается в дифференцированности полей точек на зависимостях $K_{пр} = F(K_n)$ и $K_{во} = F(K_n)$ (рис. 2.9) по группам фаций (петрофациальным типам). Данное обстоятельство позволяет использовать петрофациальные типы коллекторов в качестве дополнительной информации при проведении петрофизического моделирования.

В работе [99] был введен термин «петрофациальное моделирование». Под петрофациальной моделью понимается комплексная связь

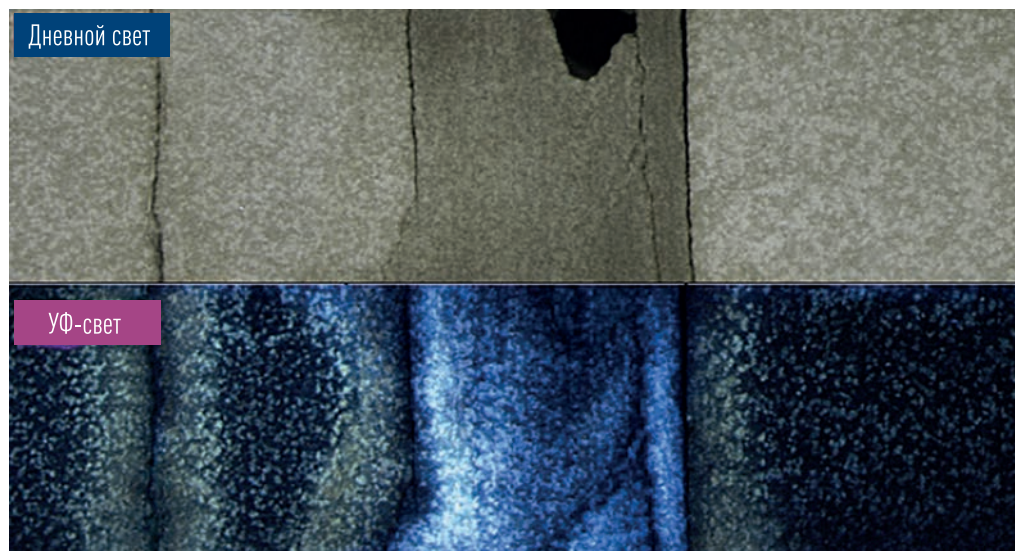


Рис. 2.8. Пример пятнистой текстуры цеолитосодержащей породы

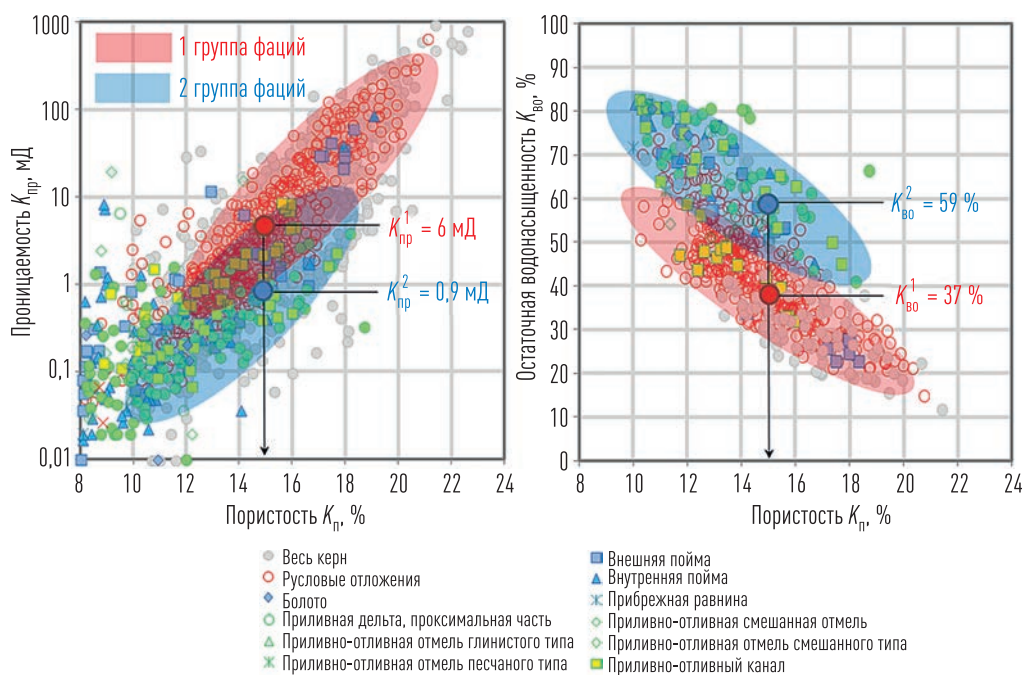


Рис. 2.9. Пример дифференциации полей точек на зависимостях $K_{пр} = F(K_n)$ и $K_{во} = F(K_n)$ по фаціальным типам с выделением двух петрофаціальных типов пород

между фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), структурными характеристиками пород по разрезу и сейсмическими атрибутами с одной стороны и ее фациальной принадлежностью — с другой. Указанная связь должна иметь четко заданные количественные критерии и представляться в конкретных математических выражениях по аналогии с петрофизическими моделями. По своей сути комплексная петрофациальная модель и является совокупностью петрофизических зависимостей, соотнесенных с фациальными типами пород в зонах, локализация которых вне точек скважин определяется концептуальной геологической моделью и иногда отражается на различных сейсмических атрибутах.

С позиций разработки подсчетного объекта основной целью фациальной типизации является информация о пространственном распределении разнотипных коллекторов данного объекта и определение их фильтрационно-емкостных параметров. Исходя из возможности анализа всей совокупности информации (седиментологической, петрофизической, скважинной, сейсмической и т. д.), можно говорить о выделении литофациальных типов (литофаций), для которых характерны не только определенные седиментологические критерии, но и конкретные литологические и петрофизические характеристики, а также не противоречащая современным геологическим представлениям пространственная локализация выделяемых тел. При этом успешность использования информации при ограниченном числе исследовательских методов не всегда очевидна. Например, определение только лишь локализации фациально разнородных тел недостаточно для полноценного проектирования и анализа разработки без понимания того, как изменяются петрофизические закономерности при смене выделенных фациальных зон. И наоборот, классификация только на основании общей петрофизической информации, без учета пространственной локализации разнофациальных зон (путем оценки его распределения в пространстве по результатам специфических исследований керновых данных или сейсмической информации), не всегда будет эффективна ввиду неоднозначности интерполяции полученных параметров вне точек

скважин. Очевидно, что только комплексное использование всей геолого-геофизической информации является критерием получения наиболее достоверной петрофациальной модели объекта. При этом, с одной стороны, должна соблюдаться последовательная связь разномасштабных по своей сути способов исследований: керн – геофизические исследования скважин (ГИС) – сейсмика, а с другой — повышаться детальность геологической модели на разных этапах поступления информации. То есть на начальных этапах создается геологический каркас, который постоянно обновляется и детализируется при поступлении новой информации (керн, ГИС, гидродинамические исследования скважин (ГДИС), сейсмика, данные разработки). Такой подход позволяет предоставлять актуальную для разработки информацию уже на стадиях разведки или начала интенсивного эксплуатационного разбуривания месторождения, а не только после масштабных проектных работ по построению геологической модели при подсчетах или пересчетах запасов.

Поскольку одна из целей фациальной типизации состоит в повышении достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, большое внимание исследователи уделяют поиску возможностей увязать фациальные и петрофизические свойства пород.

Для терригенных коллекторов Западной Сибири первичной информацией о фациальной принадлежности породы можно считать седиментологические исследования кернового материала. При этом связь выделенных фациальных типов с ФЕС, как правило, сводится к попыткам получить петрофизические зависимости отдельно для каждой фации. Не умаляя значимости таких работ, стоит отметить, что в практике данный подход не всегда бывает успешен. Обычно это связано с малой статистической значимостью отдельных фациальных выборок, в результате чего получают различные зависимости, по сути, в однотипных фациальных обстановках. С другой стороны, накладываются определенные условности, связанные с субъективизмом седиментологических заключений по фациям. В данном случае эффективность решения поставленной задачи можно повысить путем использования

четко определенных количественных критериев, позволяющих получить дополнительную информацию при комплексном фациальном прогнозе.

Резюмируя вышеизложенное, можно отметить, что основой петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств терригенного коллектора являются структурно-текстурные характеристики, обусловленные фациальными обстановками осадконакопления. В ряде случаев существенный вклад можно ожидать от вторичных постседиментационных процессов, приводящих к перераспределению твердого вещества в объеме горной породы, изменяя структурные характеристики порового пространства, иногда образуя текстурную неоднородность.

Таким образом, первичными определяющими факторами для статических фильтрационно-емкостных свойств являются объем и геометрия порового пространства, а для динамических фильтрационно-емкостных свойств дополнительным фактором будет являться особенность взаимодействия флюидов в поровом пространстве с твердой фазой породы. Исходя из этого, формализацию петрофизической модели абсолютной проницаемости для терригенных коллекторов Западной Сибири можно провести следующим образом. Базовым определяющим параметром является коэффициент открытой (общей) пористости. Дополнительными компонентами модели являются параметры, характеризующие структурно-текстурные характеристики, обусловленные фациальными обстановками осадконакопления, а в ряде случаев — постседиментационные процессы, в совокупности определяющие геометрию порового пространства. Для динамических ФЕС (остаточной и текущей водонасыщенности, эффективной и динамической пористости, фазовых проницаемостей) дополнительно может потребоваться учет смачиваемости поверхности твердой фазы порозаполняющими флюидами.

3

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КОЭФФИЦИЕНТА АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

3.1. Общие принципы построения петрофизических моделей абсолютной проницаемости

Первые экспериментальные исследования движения воды в трубах, заполненных песком, провели А. Дарси (1856) и Ж. Дюпюи (1848–1863). Эти работы положили начало теории фильтрации. Именем Дарси назван линейный закон фильтрации, который он установил, будучи мэром города и создавая первую совершенную систему водоснабжения в г. Дижоне (Франция). Коэффициент проницаемости $K_{пр}$ в законе Дарси характеризует площадь сечения каналов пористой среды, по которым проходит фильтрация. В случае если фильтрующийся флюид не взаимодействует с твердой фазой, речь идет об абсолютной проницаемости (далее по тексту — проницаемость). При взаимодействии флюида с поверхностью порового пространства вводится понятие эффективной проницаемости.

Прямой подход к нахождению связей между различными свойствами пористых сред заключается в попытке установления эмпирических зависимостей. Наибольший интерес представляет зависимость между пористостью и проницаемостью. Простое рассмотрение теоретически возможных структур пористых сред показывает, что единая зависимость между пористостью и проницаемостью не должна существовать. Две среды при одной и той же пористости могут иметь различные проницаемости. Таким образом, если имеется корреляционная функ-

ция между двумя величинами, она не может быть уникальной, поэтому большинство зависимостей для описания проницаемости, наряду с коэффициентом пористости, содержат параметры, значения которых подбираются так, чтобы закономерность соответствовала наблюдаемым результатам.

В ранних попытках исследователей (до 1933 г.) объяснить поведение нефтяных месторождений подразумевалась пропорциональность между пористостью и проницаемостью. Некоторые выводы, претендующие на общую эмпирическую зависимость между пористостью и проницаемостью, перечислены Джакобом (1946), Франчини (1951) и Худсоном и Робертсом (1952). Так, Мэйвис и Уилси (1936) считают, что проницаемость пропорциональна пористости в пятой или шестой степени; Буче (1937) дает аналогичную связь, а Розе (1945) полагает проницаемость пропорциональной пористости в некоторой степени n . Альтернативные выражения предлагались Бревди (1948) и Шустером (1952). Большинство этих зависимостей, записанных в виде уравнений, содержат дополнительные параметры. При этом зачастую ставится условие, что для возможности практического применения эти параметры должны быть постоянными и представлять определенные геометрические свойства пористой среды. Наиболее часто используемым геометрическим параметром является средний диаметр зерен, математически выраженный в некоторой степени, который в свою очередь считается эквивалентным размерам пор. Так как ни одна из этих величин достоверно не определяется традиционными методами ГИС, их введение и корректное применение означают привлечение некой постоянной, которую подбирают так, чтобы зависимость отражала эмпирически полученные результаты. Очевидно, что привлечение таких величин было бы более эффективным в случае существования независимых методов их измерения. В этом отношении практическая значимость петрофизической модели проницаемости обусловлена не только входящими в модель параметрами, но и возможностью их независимой оценки по данным методов ГИС. В случае привлечения параметров, характеризующих геометрические особенности порового пространства в качестве кон-

стант, модель может выглядеть как парная корреляция для соответствующего класса (петротипа) горной породы. В этом случае практическая значимость модели тесно связана с возможностью типизации горных пород по данным керна и ГИС, с прослеживанием (корреляцией) выделенных петротипов в разрезах всех скважин.

В общем случае большинство петрофизических моделей проницаемости гранулярных горных пород можно сгруппировать следующим образом:

- эмпирические модели проницаемости;
- капиллярные модели, включая модели остаточной водонасыщенности;
- модели теории гидравлического радиуса;
- модели теории обтекания сфер;
- модели свободного флюида (эффективной пористости);
- модели гидравлических единиц потока;
- модели в рамках теории перколяции.

Простейшая капиллярная модель представляет пористую среду как пучок прямых параллельных капилляров постоянного диаметра. Расход флюида через капилляр определяется законом Гагена–Пуазейля. В модели параллельного типа, как правило, все капилляры, определяющие течение в данном направлении, параллельны этому направлению, но меняются по диаметру, причем идут от одного крайнего сечения пористой среды к другому. Распределение размеров пор модели и реальной пористой среды считается одинаковым. Серьезным недостатком моделей параллельного типа является то, что все поры предполагаются идущими от одного края пористой среды прямо к другому. Это предположение, очевидно, далеко от действительности. В моделях серийного типа капилляры различного порового диаметра сложены вместе сериями одна за другой, что позволяет несколько приблизить модели параллельного типа к реальным средам. Частным примером такого описания проницаемости является гантельная модель.

Ряд теорий основан на предположении, что пористая среда эквивалентна сериям каналов, которые предполагаются более сложными,

чем в капиллярных моделях. Указанные теории основаны на том, что проницаемость в абсолютных единицах имеет размерность площади или квадрата длины, поэтому можно утверждать, что длина должна быть характеристикой для проницаемости пористой среды. Такая длина может быть названа гидравлическим радиусом пористой среды, и ее можно связывать с гипотетическими каналами, которым должна быть эквивалентна по замыслу пористая среда. Таким образом, основная концепция теорий гидравлического радиуса является следствием рассмотрения размерностей. При этом необходимо добавить, что проницаемость, помимо пропорциональности квадрату гипотетической длины, может также зависеть от любой безразмерной величины, особенно от некоторой функции пористости. Предположения, основные для теорий гидравлического радиуса, можно сформулировать следующим образом: в системе нет изолированных пор; все поры распределены случайно; поры достаточно постоянны по своему размеру; пористость системы не слишком велика; явления диффузии (проскальзывания) отсутствуют; движение жидкости происходит как движение через связку капилляров.

Отличный от теории гидравлического радиуса подход к физическому объяснению проницаемости был предложен Эмерслебеном в 1924 году. Данный подход является разновидностью теории обтекания сфер. При этом стенки пор рассматриваются как препятствия прямому потоку вязкой жидкости. Торможение жидкости каждой порцией стенок оценивается из уравнений Навье–Стокса, а сумма всех торможений считается равной сопротивлению пористой среды потоку (т. е. равной μ/k по закону Дарси). Надо ожидать, что данная теория дает хорошие результаты для случая высокопористых неконсолидированных сред, где отдельные частицы среды могут действительно рассматриваться как одиночные, находящиеся внутри жидкости.

Развитие методов ядерного магнитного резонанса (ЯМР) для исследования горных пород послужило основой разработки моделей проницаемости на базе методов свободного флюида. Данные подходы применимы для водо- и нефтенасыщенных пластов. Модель свободно-

го флюида предполагает, что существует надежная корреляция между пористостью, размерами и связанностью поровых каналов. Методика является достаточно гибкой и может быть калибрована по керновым данным для успешного применения в различных пластовых системах. С учетом возможности оценки объемов подвижного и неподвижного флюидов по данным ЯМР, в рамках указанного подхода можно адаптировать также и капиллярные модели остаточной водонасыщенности.

Для пород, характеризующихся высокой неоднородностью и слабой согласованностью петрофизических свойств, часто используется методика анализа фильтрационно-емкостных свойств на основе концепции гидравлических типов коллектора или метода гидравлических единиц потока (flowzoneindicator — FZI) [110], позволяющая выделить и классифицировать породы с близкими характеристиками порового пространства. Методика гидравлических единиц потока позволяет выделить литологические типы пород с близкими характеристиками порового пространства и характеризовать литологическую и фациальную неоднородность коллектора.

Развитие вычислительных средств во второй половине двадцатого века позволило сформулировать различные теории для описания неупорядоченных сред, с получением практически значимых результатов. В основе таких подходов, как правило, лежит компьютерное моделирование различных систем с возможностью количественного описания протекаемых в них процессов. Наиболее распространенной теорией, которая позволяет описать протекание жидкостей или газов через пористую среду, является теория перколяции (от англ. *percolation* — протекание, просачивание). Теория перколяции исторически восходит к работам Флори [1941] и Стокмайера [1943], которые рассматривали процесс образования гелей при полимеризации [65], однако ее основные идеи были сформулированы лишь в 1957 г. в работе английских ученых Бродбента и Хаммерсли [109]. Существует достаточно большое количество обзоров, посвященных теории протекания и прогноза с ее помощью проводящих свойств сильно неоднородных сред (см. [33, 34, 40, 49, 60, 62, 63, 78, 101, 129, 135, 150, 151] и др.). Теорию перколяции

можно считать наиболее перспективной для описания процессов фильтрации в поровом пространстве коллекторов нефти и газа, поскольку неупорядоченная модель горной породы является наиболее приближенной к реальным условиям.

В целом можно отметить, что к настоящему времени в научной литературе опубликовано большое разнообразие математических закономерностей, которые с той или иной степенью достоверности позволяют описывать взаимосвязи между емкостными и фильтрационными параметрами, а также учитывать их влияние на распределение флюидов в поровом пространстве коллекторов. И, как уже отмечалось ранее, в практике петрофизического моделирования большого количества различных объектов, характерной для научных центров крупных нефтяных компаний, особую роль приобретает возможность унификации различных алгоритмов с целью создания единых относительно простых и понятных методологических подходов, позволяющих определенным образом стандартизировать процедуру создания петрофизических и интерпретационных моделей путем применения однотипных подходов к различным отложениям. Исходя из этого, далее проводится анализ основных математических закономерностей, позволяющих провести описание петрофизической модели коэффициента проницаемости. Основной задачей является анализ возможности использования указанных математических закономерностей для обоснования единых обобщенных петрофизических моделей коэффициента проницаемости.

3.2. Эмпирические модели проницаемости

В процессе обоснования интерпретационных моделей выбор математического вида петрофизических зависимостей между параметрами однозначно не регламентируется. Как правило, при петрофизическом моделировании ФЕС наибольшее внимание уделяется величине абсолютной газопроницаемости. В настоящее время существует достаточно большое количество различных петрофизических зависимостей для

обоснования коэффициента проницаемости ($K_{пр}$), однако, как правило, зачастую используется набор парных корреляционных функций, заложенных по умолчанию в программных продуктах (Excel, Statistica и т. п.). Указанный набор ограничен несколькими видами функций: линейная, экспоненциальная, логарифмическая, степенная, полиномиальная и т. д. Как показывает практика, в подавляющем большинстве случаев при проведении петрофизического моделирования эти закономерности и используются при обосновании парных корреляционных зависимостей между параметрами. На рисунке 3.1 приведены различные виды зависимостей $K_{пр} = f(K_n)$, полученные в ходе проведения подсчетов запасов для некоторых месторождений Западной Сибири [21]. Несмотря на различные математические выражения, которыми описываются различные тренды, можно отметить их схожую пространственную локализацию для аналогичных стратиграфических объектов. Данное обстоятельство позволяет предположить, что многочисленное математическое разнообразие, которым описываются зависимости, можно выразить общей закономерностью. Очевидно, что при этом должны привлекаться более сложные модели, учитывающие геометрические особенности порового пространства горных пород. Вместе с тем выбор той или иной модели должен быть обусловлен ее практической значимостью, исходя из возможности независимых оценок, определяющих модель параметров.

В рамках поставленной задачи поиска универсального выражения для описания коэффициента абсолютной проницаемости рассмотрим некоторые наиболее распространенные петрофизические модели.

3.3. Классические модели коэффициента проницаемости

В 1899 г. К. Сликтер опытным путем установил, что проницаемость не зависит от размеров пористой среды, перепада давления и вязкости [149]. Пористая среда при этом рассматривалась как образование из сферических зерен. Влияние на проницаемость оказывают упаковка

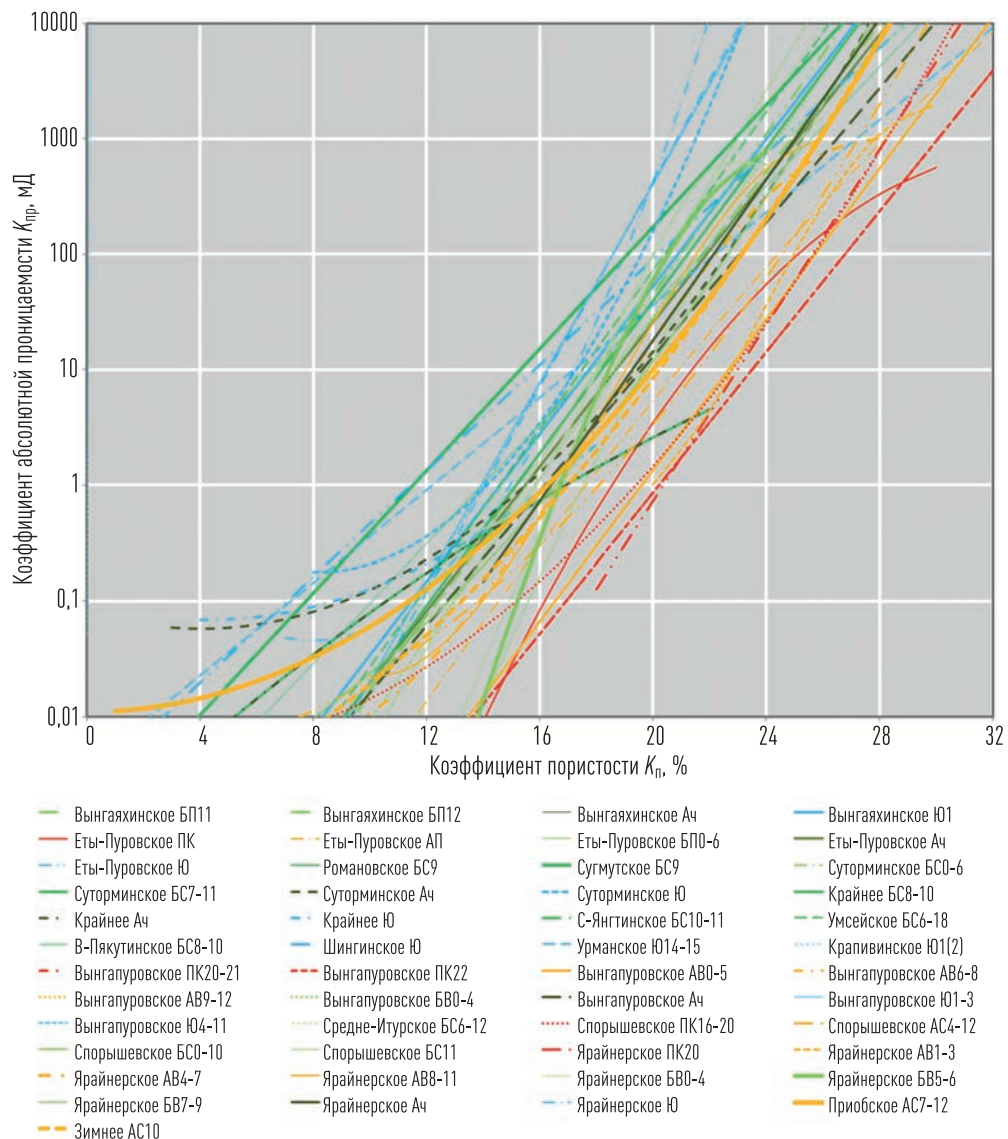


Рис. 3.1. Парные корреляционные зависимости $K_{пр} = f(K_n)$ для некоторых подсчетных объектов на месторождениях Западной Сибири

и размер зерен. Полученное Сликхтером полуэмпирическое уравнение имеет вид

$$k = 10,2 \frac{d_{gr}}{a_p}, \quad (3.1)$$

где k — коэффициент проницаемости в Дарси, d_{gr} — диаметр сферических зерен в мм, a_p — постоянная упаковки, которую можно рассчитать из уравнения

$$a_p = 0,97\varphi^{-3.3}, \quad (3.2)$$

где φ — коэффициент пористости.

Согласно теории Козени [1927], пористая среда — это совокупность каналов различных поперечных сечений, но определенной длины. Пористая среда представляется в виде связки капиллярных трубок равной длины. В уравнении Козени коэффициент проницаемости выражается через удельную поверхность пористой среды, которая является мерой правильно определенного гидравлического радиуса (характеризуется отношением площади порового канала к его периметру) [138]:

$$k = \frac{cm^3}{S_{уд}^2}, \quad (3.3)$$

где k — проницаемость (мД), c — постоянная Козени, m — пористость, $S_{уд}$ — площадь удельной поверхности на единицу общего объема тела (м²/м³).

В уравнение Козени некоторые авторы вводят дополнительный параметр — извилистость. В этом случае выражение для проницаемости будет иметь вид

$$k = \frac{cm^3}{TS_{уд}^2}, \quad (3.4)$$

где T — извилистость, показывающая, что действительный путь течения в T раз длиннее, чем кажущийся путь прямо через пористую среду.

Уравнение Козени выведено для пористых сред, представляющих систему цилиндрических каналов. Естественно полагать, что получаемые результаты носят несколько относительный характер, т. е. эквивалентный истинному значению удельной поверхности. Различие в получаемых величинах удельной поверхности относительно истинных воз-

растает в случае применения уравнения Козени к сцементированным породам с большой извилистостью поровых каналов.

Попытка учесть влияние формы, размера и распределения зерен, гранулометрического состава и упаковки на проницаемость песчаной несцементированной породы была сделана В. Крамбейном и Г. Монком [139]. В случае когда форма зерен близка к сферической и распределение зерен по размерам близко к гауссову, В. Крамбейн и Г. Монк обнаружили связь между проницаемостью, среднегеометрическим диаметром зерен и дисперсией функции распределения. Они предложили следующую эмпирическую формулу:

$$k = a \cdot d^2 \exp^{-bt}, \quad (3.5)$$

где t — стандартное отклонение песка от геометрического среднего диаметра d в мм; a и b — постоянные величины, равные, по данным авторов, 1,31 и 760 соответственно. Отличительной особенностью модели является отсутствие в качестве одного из входных параметров коэффициента пористости K_n пород. Сама же модель авторами рекомендуется для описания проницаемости неконсолидированных песков.

Используя эмпирические зависимости между электрическим сопротивлением и водонасыщенностью, водонасыщенностью и капиллярным давлением, а также капиллярным давлением и проницаемостью, Тиксье [156] в 1949 году разработал метод определения проницаемости по данным градиентов электрического сопротивления:

$$K_{np} = C \left(a \frac{2,3}{[\rho_v - \rho_n]} \right)^2, \quad (3.6)$$

$$a = \frac{\Delta R}{\Delta h} \frac{1}{R_0}, \quad (3.7)$$

где C — некоторый параметр (обычно принимаемый за 20); ΔR — скачок удельного электрического сопротивления (Ом·м); Δh — изменение глубины, на которой наблюдается скачок электросопротивления ΔR (футы); ρ_v и ρ_n — плотность воды и плотности нефти соответственно (г/см³);

$K_{\text{пр}}$ — проницаемость (мД). Уравнение для проницаемости может быть записано в виде

$$\left(\frac{K_{\text{пр}}}{C} \right)^{0,5} = \frac{2,3}{R_0(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})} \frac{\Delta R}{\Delta h}, \quad (3.8)$$

или

$$K_{\text{пр}} = \frac{C \cdot (2,3)^2}{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})^2} \bar{R}^2, \quad (3.9)$$

где R — приведенный градиент сопротивления в пределах переходной зоны.

Градиент удельного электрического сопротивления $\Delta R / \Delta h$ определяется по ГИС с коррекцией на влияние скважины. Данный метод подразумевает, что показатель экспоненты насыщенности Арчи (n) равен 2, и капиллярное давление при любом значении водонасыщенности определяется соотношением

$$P_c = f / K_{\text{пр}}^{0,5}, \quad (3.10)$$

где f — эмпирический коэффициент.

Недостатками модели Тиксье являются ограниченность данных ГИС, характеризующих водонефтяной контакт, и необходимость оценивать плотность пластовой нефти. Вычисляемая по данной модели проницаемость является величиной, усредненной по области, в которой происходит определение градиента электрического сопротивления.

На основе результатов работы [161] Тиксье разработал упрощенную модель проницаемости, которая используется намного чаще исходной формулы:

$$K_{\text{пр}}^{0,5} = 250 \frac{K_{\text{п}}^3}{K_{\text{во}}}. \quad (3.11)$$

В 1950 году, основываясь на углубленном анализе теоретических основ количественной интерпретации ГИС, Вилли и Роуз [158] модифицировали модель Тиксье при следующих допущениях: извилистость T , используемая при описании течений смачивающей фазы в по-

ристых средах, аналогична извилистости, влияющей на электропроводность в тех же средах; остаточная водонасыщенность прямо пропорциональна удельной поверхности порового пространства; минимальное значение водонасыщенности, достижимое в пласте, соответствует остаточной водонасыщенности. Полученное Вилли и Роузом выражение для проницаемости имеет вид

$$K_{\text{пр}}^{0,5} = C \frac{1}{P_c^2 F^{\left(2 - \frac{1}{m}\right)} K_v}, \quad (3.12)$$

где C — коэффициент, равный $21,2\sigma^2/t_s$ (если $K_{\text{пр}}$ измеряется в мД); P_c — капиллярное давление (psi); σ — поверхностное натяжение (дин/см); t_s — фактор формы пор (значения лежат в диапазоне от 2 до 2,5); K_v — водонасыщенность; F и m — параметр пористости и показатель степени (фактор цементации) в уравнении Арчи–Дахнова.

При отсутствии водонефтяного контакта в пласте (когда капиллярное давление стремится к бесконечности) Вилли и Роуз предложили следующее выражение для проницаемости и остаточной водонасыщенности:

$$K_{\text{во}} = C \left[\frac{1}{K^{0,5} F^{0,67}} \right] + C', \quad (3.13)$$

где C — текстурная константа с размерностью длины; C' — безразмерная константа, характеризующая связанную глинистыми минералами воду (для чистого песчаника $C' = 0$). По данным самих авторов модели, проницаемость при описанном подходе может быть определена только с точностью до порядка величины ее определения.

На основе уравнения Козени и анализа корреляционных зависимостей для ряда общеизвестных гидрофильных песков Шэффилд в 1956 году предложил следующую модель проницаемости для чистых песков:

$$K_{\text{пр}} = \frac{1}{2F} \left(\frac{K_n}{1 - K_n} \right)^2 \frac{1}{K_{\text{во}}^2}, \quad (3.14)$$

где K_n — пористость (д. ед.), $K_{пр}$ — проницаемость (мД), $K_{во}$ — остаточная водонасыщенность (д. ед.).

В 1957 году Т. Петтиджон приводит следующее выражение зависимости проницаемости от гранулометрического состава для рыхлых песчано-алевритовых пород [145]:

$$k = bd^2 e^{\alpha\delta}, \quad (3.15)$$

где d — медианный диаметр в мм, δ — коэффициент сортировки (статистический), a и b — эмпирические коэффициенты, характерные для каждого типа пород. Как и в выражении (3.5) Крамбейна и Монка, коэффициент пористости не является одним из входных параметров данной модели.

В 1954 году А. М. Нечай, а позже в 1957 Ф. И. Самедов и Л. А. Буряковский аппроксимировали уравнение Козени следующей степенной зависимостью:

$$k_{пр} = \alpha k_n^b / S_{уд}^c, \quad (3.16)$$

где k_n — коэффициент пористости (д. ед.), $S_{уд}$ — удельная поверхность (м²/м³), a — постоянная Козени, b и c — некоторые параметры. У Нечая $b = 3$, $c = 3,3$, а у Самедова и Буряковского $b = c = 3$.

В 1958 г. В. Н. Кондратьевым было предложено уравнение для расчета коэффициента проницаемости следующего вида [55]:

$$k_{пр} = a_0 \left(\frac{d_{k_n}}{d_{100-k_n}} D \right)^2 k_n, \quad (3.17)$$

где a_0 — эмпирическая константа, d_{k_n} и d_{100-k_n} — диаметры зерен, соответствующие k_n , % и $(100 - k_n)60$ % на кумулятивной кривой распределения зерен по размерам, D — средний диаметр зерен, k_n — коэффициент пористости. При фиксированных величинах D , d_{k_n} и d_{100-k_n} связь между пористостью и проницаемостью выражается линейной закономерностью $k_{пр} = K \cdot k_n$, где K — коэффициент пропорциональности, зависящий от размерности зерен.

Основываясь на работах Козени [138] и Вилли и Роуза [161], Тимур в 1968 году предложил обобщенную форму уравнения для проницаемости, пористости и остаточной воды [155]:

$$K_{\text{пр}} = \frac{a \cdot K_{\text{п}}^b}{K_{\text{во}}^c}, \quad (3.18)$$

где a — постоянная, зависящая от плотности углеводородов, b и c — некоторые коэффициенты, $K_{\text{п}}$ — коэффициент пористости (д. ед.), $K_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости (мД), $K_{\text{во}}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности (д. ед.).

Тимур применил метод наименьших прямоугольников (RMA — reduced major axis) для анализа данных лабораторных исследований, выполненных на 155 образцах песчаника из трех различных нефтяных месторождений Северной Америки. Основываясь на наибольшем коэффициенте корреляции при минимальном стандартном отклонении, Тимур выбрал из пяти альтернативных зависимостей следующее соотношение:

$$K_{\text{пр}} = \frac{93^2 \cdot K_{\text{п}}^{4,4}}{K_{\text{во}}^2}. \quad (3.19)$$

В модели проницаемости Берга (1970) рассматриваются прямолинейные поры с фиксированной формой и ориентацией в пространстве при различной упаковке сферических зерен, слагающих породу. Выражение для проницаемости искалось в форме линейной зависимости между $\log(K_{\text{пр}})$ и $\log(K_{\text{п}})$ и получено в следующем виде [116]:

$$K_{\text{пр}} = 5,1 \times 10^{-6} K_{\text{п}}^{5,1} d^2 \exp\{-1,385p\}, \quad (3.20)$$

где $K_{\text{пр}}$ — проницаемость (Дарси), $K_{\text{п}}$ — пористость (%), d — медианный размер зерен (мм), p — индекс сортировки зерен.

Если проницаемость выразить в мД, медианный размер зерен — в мкм, а пористость — в долях единиц, выражение для проницаемости примет вид

$$K_{\text{пр}} = 80,8 K_{\text{п}}^{5,1} d^2 \exp\{-1,385p\}. \quad (3.21)$$

Для учета распределения зерен по размеру Берг ввел индекс сортировки зерен p , равный разности логарифмов диаметров зерен, соответствующих 10 % и 90 % на кумулятивной кривой распределения зерен по размерам:

$$p = \log_2(d_{90}) - \log_2(d_{10}). \quad (3.22)$$

Довольно распространенной эмпирической моделью проницаемости является полученное в 1973 году выражение Коатса и Думанойра [125]:

$$K_{np}^{1/2} = \frac{C}{w^4} \frac{K_n^{2w}}{R_w / R_{ti}}, \quad (3.23)$$

где

$$C = 23 + 465\rho_h - 188\rho_h^2, \quad (3.24)$$

$$w^2 = (3,75 - K_n) + \frac{1}{2} \left[\log_{10} \left(\frac{R_w}{R_{ti}} \right) + 2,2 \right]^2, \quad (3.25)$$

K_{np} — коэффициент проницаемости (мД), K_n — коэффициент пористости (д. ед.), R_w — удельное электрическое сопротивление воды (Ом·м), R_{ti} — удельное электрическое сопротивление породы при остаточной водонасыщенности (Ом·м), ρ_h — плотность углеводородов (г/см³).

По результатам керновых исследований и ГИС авторы приняли $m = n = w$, где m — показатель степени (фактор цементации) в первом уравнении Арчи–Дахнова для параметра пористости, а n — показатель степени во втором уравнении Арчи–Дахнова для параметра насыщенности.

Приведенная система уравнений справедлива для чистых нефтяных пластов с плотностью нефти 0,8 г/см³. Если плотность углеводородов отличается от этого значения, то необходимо внести поправку в значение R_{ti} , используемое при вычислении коэффициента w :

$$R_{ti} = R_{tcorr} = R_{tlog} \cdot (0,077 + 1,55\rho_h - 0,627\rho_h^2), \quad (3.26)$$

где R_{tlog} — определения удельного электрического сопротивления по ГИС.

Если водонасыщенность в пласте не является остаточной, получаемое при ГИС значение R_{tlog} оказывается меньше R_{ti} , используемого в модели проницаемости. Для компенсации такого рода ошибок Коатс и Думанойр ввели дополнительную поправку в значение R_w/R_{ti} . Они воспользовались эмпирическим соотношением между плотностью чистой (ненасыщенной) матрицы породы (ρ_{gen}), одним из трех литологических классов (G) и значением R_w/R_{ti} :

$$\left(\frac{R_w}{R_t}\right)_{cn} = (K_n K_{Bo})_{cn}^w = \frac{10^{-6}}{G(\rho_{gen} - 2,6)^3}, \quad (3.27)$$

где R_t — удельное электрическое сопротивление породы при пластовой водонасыщенности (Ом·м), K_{Bo} — коэффициент остаточной водонасыщенности (д. ед.), G — коэффициент, характеризующий один из трех литологических классов. Скорректированное значение $(R_w/R_t)_{cn}$ для чистого (ненасыщенного) пласта далее используется вместо R_w/R_{ti} при вычислении коэффициента w .

Для сланцевых коллекторов Коатс и Думанойр предлагают следующую поправку к своей модели:

$$\frac{R_w}{R_{ti}} = \frac{R_w V_{sh}}{K_n R_{sh}} (K_n K_{Bo})_{cn} + \frac{(K_n K_{Bo})_{cn}^w}{(1 - V_{sh})^{w-1}}, \quad (3.28)$$

где V_{sh} — объем сланцевых отложений, R_{sh} — удельное электрическое сопротивление сланцевой породы при пластовой водонасыщенности (Ом·м).

Полученное по данной формуле значение $(R_w/R_t)_{cn}$ далее используется при вычислении коэффициента w .

Методика Коатса–Думанойра удовлетворяет условиям нулевой проницаемости при нулевой пористости и 100 %-ной остаточной водонасыщенности. Благодаря поправкам к модели данный метод может быть использован при описании пластов с водонасыщенностью, отличной от остаточной.

В практике модель проницаемости Коатса-Думанойра, как правило, записывается в следующем обобщенном виде:

$$K_{\text{пр}}^{1/2} = \frac{300}{w^4} \frac{K_{\text{п}}^w}{K_{\text{во}}^w}, \quad (3.29)$$

В 1979 г. Ван Баарен выполнил преобразование уравнения Козе-ни-Кармана, в котором площадь фильтрации пропорциональна отношению удельной поверхности пор к объему пористой среды, и получил следующее соотношение [113]:

$$K_{\text{пр}} = 10d_d^2 K_{\text{п}}^{3,64+m} C^{-3,64}, \quad (3.30)$$

где d_d — преобладающий размер зерен (мкм), m — показатель степени (фактор цементации) в уравнении Арчи-Дахнова, C — индекс сортировки зерен, который изменяется от 0,7 для хорошо отсортированного песчаника до 1 для плохо отсортированного песчаника.

Данное уравнение может использоваться для оценки проницаемости горных пород по данным петрографических исследований (d_d и C) и определения пористости по керновым данным или ГИС.

Если принять во внимание, что преобладающий размер зерен d_d эквивалентен медианному размеру зерен d в модели Берга, то уравнения для проницаемости в обеих моделях оказываются очень похожими. Так, для случая хорошо отсортированного песчаника ($p = 1$, $C = 0,84$) уравнения Берга и Ван Баарена принимают соответственно вид

$$K_{\text{пр}} = 20,2 K_{\text{п}}^{5,1} d^2, \quad (3.31)$$

$$K_{\text{пр}} = 18,8 d_d^2 K_{\text{п}}^{3,64+m}, \quad (3.32)$$

где проницаемость имеет размерность мД.

В 1980 году Винланд получил выражение, связывающее проницаемость, пористость и одну из характеристик кривой капиллярного давления. Данное уравнение основывается на результатах керновых исследований 312 образцов и имеет вид [137]

$$\lg R_{35} = 0,732 + 0,588 \cdot \lg k - 0,8641 \cdot \lg m, \quad (3.33)$$

где R_{35} — устьевой радиус пор (мкм), соответствующий 35 %-ному насыщению образца ртутью, k — проницаемость по воздуху (мД), m — пористость в %.

При фиксированной пористости зависимость проницаемости от устьевого размера пор близка к квадратичной, а при фиксированном устьевом размере пор зависимость проницаемости от пористости несколько «слабее» квадратичной. В работе [137] также утверждается, что устьевой размер пор, равный 0,5 мкм, может быть использован в качестве граничного значения «коллектор-неколлектор» при подсчете запасов углеводородов вместо традиционных пористости и проницаемости. В работе [127] показано, что параметр R_{35} также характеризует размеры устьев наиболее крупных пор, формирующих основную систему взаимосвязанных фильтрующих каналов, в породах с межгранулярной пористостью. В 2002 году Р. Агуилера предложил следующее выражение для вычисления радиуса устья пор при 35 %-ном насыщении ртутью:

$$R_{35} = 2,665 \left(\frac{k}{\varphi} \right)^{0.45}, \quad (3.34)$$

где k — коэффициент проницаемости в мД, φ — пористость в %.

В 1981 г. Свенсон разработал метод определения проницаемости по воздуху и пластовой воде, основанный на анализе полученной методом вдавливания ртути кривой капиллярного давления. Его модель опирается на результаты определения проницаемостей и капиллярных давлений для 203 образцов песчаника из 41 продуктивного пласта и 116 образцов карбонатных отложений из 33 пластов. В основе метода Свенсона лежит определение максимального значения отношения насыщенности образца ртутью к соответствующему капиллярному давлению $(S_b/P_c)_{\max}$, характеризующего систему основных фильтрующих поровых каналов. Модель проницаемости получена Свенсоном путем линейной регрессии всей совокупности экспериментальных данных в следующем виде:

$$k = a(S_b / P_c)^c_{\max}, \quad (3.35)$$

где S_b — насыщенность ртутью (д. ед.), P_c — капиллярное давление, a и c — константы, зависящие от типа породы (карбонаты или песчаники) и флюида (воздух или пластовая вода).

Для карбонатов и песчаников значение коэффициента c оказалось одинаковым и равным 2,005. Так как насыщенность образца ртутью S_b определена как отношение объема внедренной ртути к объему образца породы, то $S_b \sim m \cdot (1 - S_w)$, где m — коэффициент пористости в д. ед., а S_w — водонасыщенность в д. ед. В соответствии с формулой Лапласа капиллярное давление обратно пропорционально радиусу устья поры ($P_c = 2\sigma \cdot \cos \theta / r$).

Таким образом, формула Свенсона показывает, что проницаемость зависит от квадрата устьевого размера пор и пропорциональна величине $[m \cdot (1 - S_{wi}) \cdot R_{\text{арех}}]^2$ (S_{wi} — остаточная водонасыщенность, $R_{\text{арех}}$ — устьевой размер пор, соответствующий $(S_b / P_c)_{\text{max}}$).

В итоге формулу (3.35) можно записать в общем виде как

$$k = a \cdot R_{\text{арех}}^2 \cdot [m \cdot (1 - S_{wi})]^2 = R_a \cdot [m \cdot (1 - S_{wi})]^2, \quad (3.36)$$

где R_a — коэффициент пропорциональности.

Коатс и Дэнзу в 1981 году предложили следующую упрощенную формулу определения проницаемости для пластовых систем, находящихся при остаточной водонасыщенности:

$$K_{\text{пр}}^{1/2} = 100 \frac{K_n^2 (1 - K_{\text{во}})}{K_{\text{во}}}, \quad (3.37)$$

где $K_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости (мД), K_n — коэффициент пористости (д. ед.), $K_{\text{во}}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности (д. ед.).

Как показывает приведенный обзор, в большинстве классических моделей коэффициента проницаемости, наряду с коэффициентом пористости, определяющим фактором является коэффициент остаточной водонасыщенности. Частным случаем зависимостей вида $K_{\text{пр}} = f(K_n, K_{\text{во}})$ являются модели, описывающие взаимосвязи или $K_{\text{пр}} = F(K_{\text{пэф}})$, или $K_{\text{пр}} = F(K_n, K_{\text{пэф}})$, где $K_{\text{пэф}}$ — коэффициент эффективной пористости, характеризующий долю порового пространства, в которую могут проникать уг-

леводороды. Соответственно, выражение для данного параметра записывается в общепринятом виде как

$$K_{п.эфф} = K_{п} \cdot (1 - K_{во}). \quad (3.38)$$

Еще в 50-х годах В. Н. Дахнов и В. Н. Кобранова указали на возможность интенсивной корреляции между эффективной пористостью и проницаемостью, что было подтверждено работами отечественных исследователей (А. А. Ханин и др.).

В качестве примера зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости можно привести модель, полученную Н. З. Залаяевым в 1981 г., следующего вида:

$$\lg K_{пр} = 9,1 \cdot K_{п.эфф}/K_{п} - 4,9, \quad (3.39)$$

С учетом выражения (2.38) формула (2.39) запишется как

$$\lg K_{пр} = 9,1 \cdot (1 - K_{во}) - 4,9, \quad (3.40)$$

т. е. по факту модель сводится к парной корреляции вида $K_{пр} = F(K_{во})$.

В работе М. М. Элланского (1978) [102] приведена модель проницаемости, полученная по связи А. А. Ханина, следующего вида:

$$K_{пр} = 7 \cdot 10^7 \cdot K_{п.эфф} \cdot M_d, \quad (3.41)$$

где M_d — медианный диаметр зерен.

В модели Ковалеко К. В. (2015) коэффициент проницаемости описывается следующей зависимостью от коэффициента эффективной пористости [52]:

$$K_{пр} = m \cdot \exp(n \cdot K_{п.эфф}), \quad (3.42)$$

где m и n — эмпирические коэффициенты. Из формулы (3.42) следует, что коэффициент m характеризует минимальную проницаемость системы при нулевой эффективной пористости.

В рамках технологии автоматизированного восстановления свойств в терригенном разрезе (ТАВС), разработанной В. С. Афанасьевым

вым, С. В. Афанасьевым и А. В. Афанасьевым, петрофизическая модель проницаемости описывается уравнением вида [7]

$$K_{пр} = C \cdot K_{п} \frac{(1 - K_{в.св})^r}{K_{в.св}^q}, \quad (3.43)$$

где $C = b^{\frac{K_{п}}{K_{п0}}}$ — структурный коэффициент породы, r и q — эмпирические константы.

Параметр $K_{п0}$ соответствует минимальной пористости породы. Установлено, что во многих случаях $K_{п0} = 3\%$. Параметр $b \approx 1,3 \div 1,5$ является комплексной функцией неоднородности породы. Параметры $r \approx 0,5 \div 2,2$, $q \approx 2,5 \div 3,2$ — эмпирические константы, определяющие влияние доли связанной воды на изменение абсолютной проницаемости породы. Они несут в себе опосредованно также и влияние минерализации пластовой воды.

Рассмотренные выше закономерности объединяет необходимость получения информации о параметрах, которые будут использованы в качестве входных данных. В большинстве моделей одним из определяющих параметров является коэффициент пористости. Оценка данной величины по данным комплекса ГИС, как правило, не вызывает никаких сложностей. Однако если в модели используются параметры, характеризующие средние размеры зерен или пор, то для практического применения таких моделей необходимо иметь алгоритмы их определения по ГИС. В полной мере это можно отнести и к моделям, в которых в качестве одного из определяющих параметров используется коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) или коэффициент эффективной пористости ($K_{п.эфф}$). Таким образом, практическая значимость представленных моделей обусловлена наличием в комплексе ГИС методов, которые бы позволили, помимо коэффициента пористости, провести независимую оценку дополнительных параметров, определяющих петрофизическую модель проницаемости. В качестве примера можно привести метод ядерного магнитного резонанса, позволяющий оценить общую пористость породы и получить параметры, характеризующие средний размер пор, остаточную водонасыщенность или эффективную

пористость. В случае отсутствия таких методов в комплексе ГИС в зонах предельной нефтегазонасыщенности в качестве $K_{во}$ можно принять текущую воднасыщенность, полученную по ГИС с использованием электрических моделей.

Широкое распространение в зарубежной практике получила методика анализа фильтрационно-емкостных свойств на основе концепции гидравлических типов коллектора или метода гидравлических единиц потока (FZI).

В данном подходе фильтрационная (гидравлическая) ячейка понимается как определенная непрерывная часть коллектора, обладающая практически выдержанными петрофизическими свойствами и свойствами флюидов, которые уникально характеризуют ее статическую и динамическую связь со скважиной. Методика гидравлических единиц потока, по данным авторов, позволяет выделить литологические типы пород с близкими характеристиками порового пространства и характеризует литологическую и фациальную неоднородность коллектора [110]. Данная методика позволяет выделять зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств (по площади и разрезу) и прогнозировать проницаемость в скважинах, пробуренных без отбора керна по комплексу признаков каротажных данных (откликов), характерных для конкретного значения FZI.

$$FZI = \frac{RQI}{NPI}, \quad (3.44)$$

где RQI (Reservoir Quality Index) — индекс качества коллектора, определяемый как

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (3.45)$$

k — коэффициент проницаемости в мД, m — коэффициент пористости (д. ед.), а NPI — нормированная пористость, которая рассчитывается по формуле

$$NPI = \frac{m}{1-m}. \quad (3.46)$$

Гидравлическая единица потока (FZI) является главным параметром, характеризующим структуру модели, неоднородность фильтрационно-емкостных свойств, связь с геологическими петрофизическими и фациальными характеристиками. Параметр FZI имеет размерность проницаемости (площади) и определяется структурой геометрии порового пространства. Для выделения зон однородных ФЕС используется параметр HFU, который определяется методами математической статистики по распределению FZI в рассматриваемых отложениях. В теории гидравлических единиц потока модель проницаемости является жестко закрепленной, т. е. математическое описание модели не предусматривает подстроечных констант, что ограничивает ее универсальность.

3.4. Модели коэффициента проницаемости на основе теории протекания (перколяции)

Наиболее распространенными перколяционными моделями горных пород-коллекторов являются модели эффективной проводимости, на основе которых получают описание электропроводности или абсолютной проницаемости. В простейшем случае горная порода рассматривается как перколяционная система, представляющая собой бинарное неоднородное тело, состоящее из проводящих (с проводимостью σ_n) и непроводящих частиц [109]. При малой концентрации p проводящего компонента связанные кластеры проводников проявляются одиночно или в виде скоплений, образуя при этом изолированные кластеры (ИК). Когда концентрация становится равной критической (p_c), в системе возникает протекаемый кластер (ПК), простирающийся во всем пространстве, и система становится проводящей (рис. 3.2). При дальнейшем возрастании доли проводников $p > p_c$ протекаемый кластер увеличивается и проводящие цепочки пронизывают всю систему, образуя структуру с взаимопроникающими компонентами. В случае бесконечных размеров системы протекаемый кластер отождествляется с бесконечным кластером (БК). С дальнейшим ростом p в системе исчезает БК изолятора, и при $p = 1$ все пространство заполнено проводником.

В работах [101, 135] и др. показано, что существование порога перколяции представляет собой общее явление, присущее как системам без регулярной структуры, так и решеточным моделям. Если проводимость изолятора равна нулю: $\sigma_{\text{и}} = 0$, то при $p < p_c$ проводимость всей системы σ тоже будет равна нулю. При пороговом значении концентрации проводников $p = p_c$ проводимость системы претерпевает скачок от нуля к конечной величине. В теории перколяции предлагается следующее выражение для эффективной проводимости пространственной двухкомпонентной монодисперсной крайне неоднородной системы при $p > p_c$ вблизи порога перколяции [151]:

$$\sigma/\sigma_n = A \cdot (p - p_c)^t, \quad (3.47)$$

где $p_c = 0,15 \pm 0,03$ и $t = 1,8 \pm 0,2$ для 3D-систем. Значения коэффициента A менее определены и изменяются, по различным литературным источникам, в пределах $A = 1 \div 1,6$.

Натурное моделирование

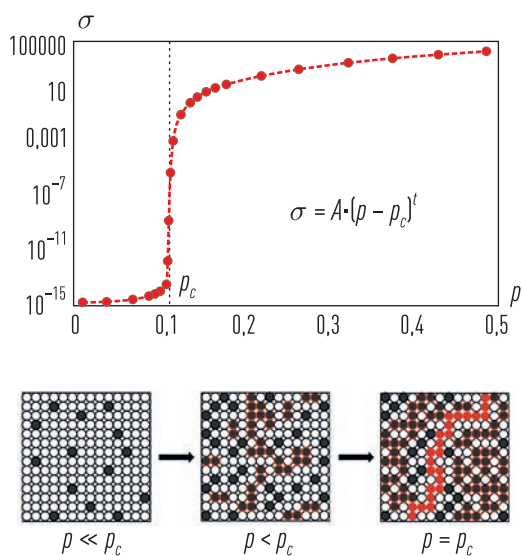
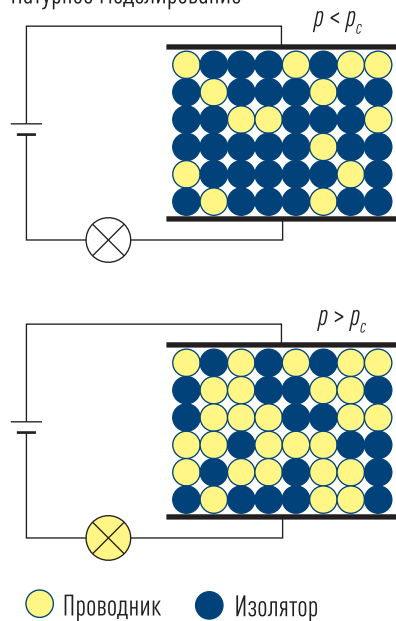


Рис. 3.2. Пример изменения проводимости бинарной перколяционной системы, представленной проводниками и изоляторами одинакового размера

В работе [34] был предложен метод сочетания теории перколяции и приведения к элементарной ячейке. При построении модели авторы исходили из установленного факта, что при $\sigma/\sigma_n = 0$ зависимость $\sigma = f(p)$ подчиняется закону (3.47). Для этого случая относительная концентрация P_{bk} проводящего компонента, принадлежащего БК, должна подчиняться очевидным условиям: $P_{bk} = 0$, когда кластеры изолированы (т. е. при $p < p_c$), и $P_{bk} = 1$ при полном заполнении объекта проводящим компонентом. Этим условиям удовлетворяет зависимость

$$P_{bk} = \frac{p - p_c}{1 - p_c}, \quad p > p_c. \quad (3.48)$$

Отсчет концентрации БК проводится не от 0, а от значений p_c , т. е. с момента образования БК. Полагая в выражении (2.47) $A = (1 - p_c)^{-1,6}$, формула для крайне неоднородных систем ($\sigma/\sigma_n = 0$) представляется в виде [33]

$$\frac{\sigma}{\sigma_n} = \left(\frac{p - p_c}{1 - p_c} \right)^{1,6}. \quad (3.49)$$

Формула (3.49) в определенном смысле является аппроксимационной и хорошо описывает теоретические и экспериментальные данные (по данным работы [33], ошибка менее 2 % при $t = 1,6$).

В теории перколяции можно выделить несколько величин, которые имеют особенности вблизи порога протекания. По аналогии с теорией фазовых переходов второго рода принято считать, что эти особенности имеют степенной характер. Одной из таких величин является вероятность проводящего элемента принадлежать БК, тождественная относительной концентрации проводящего компонента, принадлежащего БК — P_{bk} . Ее поведение вблизи порога перколяции исследовалось с помощью компьютерных расчетов в работе [129]. Исследования показали, что вблизи порога протекания функция имеет следующий вид:

$$P_{bk} \propto (p - p_c)^\beta, \quad (3.50)$$

где $\beta = 0,14$ (для 2D-систем) и $\beta = 0,4$ (для 3D-систем) — критический индекс вероятности связи принадлежать БК.

Характерные размеры кластера связанных элементов вблизи порога перколяции определяются корреляционной длиной, которая выражается как [101, 109, 129, 151]

$$\xi \propto (p - p_c)^{-\nu_p}, \quad (3.51)$$

где ν_p — критический индекс корреляционной длины.

Эффективная проницаемость среды в теории перколяции выражается как [150]

$$k(p) \propto (p - p_c)^\mu, \quad (3.52)$$

где μ — критический индекс эффективной проницаемости.

Из формул (3.50) и (3.52) следует, что величины P_{bk} и $K(p)$ связаны между собой степенной закономерностью. При этом считается, что критические индексы в формулах (3.50)–(3.52) зависят только от топологической размерности пространства D . В этом заключается универсальность данных величин. Согласно современным представлениям, критические индексы для всех задач в изотропном пространстве с одной и той же размерностью одинаковы. По данным работ [129, 150], при $D = 2$ значения критических индексов составляют: $\beta = 0,14$; $\nu_p = 1,33$; $\mu = 1,3$. Для случая $D = 3$ данные значения соответственно равны $\beta = 0,4$; $\nu_p = 0,88$; $\mu = 2$.

Отличие критических индексов β и μ отражает топологию протекаемого кластера, который можно представить, как совокупность скелета (собственно пространства течения) и «мертвых» концов (тупиковые части протекаемого кластера, которые не участвуют в процессе течения, но геометрически связаны с его скелетом). Поскольку объем протекаемого кластера всегда больше, чем его скелет, то соотношение критических индексов в изотропной системе имеет вид $\mu / \beta > 1$. Интуитивно понятно, что при фиксированной размерности это соотношение уменьшается, в случае если вероятность наличия связей между проводниками поперек направления протекания будет уменьшаться по сравнению с аналогичной вероятностью вдоль направления протекания.

С учетом соотношений (3.46) и (3.47), а также критериев $P_{bk} = 0$, когда кластеры изолированы (т. е. при $p < p_c$), и $P_{bk} = 1$ при полном заполнении объекта проводящим компонентом можно записать при $p > p_c$

$$P_{bk} = \left(\frac{p - p_c}{1 - p_c} \right)^\beta, \quad (3.53)$$

$$k(p) = \alpha \cdot \left(\frac{p - p_c}{1 - p_c} \right)^\mu, \quad (3.54)$$

где α — пересчетный коэффициент.

Вероятность элемента быть проводником (p) в первом приближении можно считать тождественной коэффициенту пористости K_p , а величина $1 - P_{bk}$ отражает остаточную водонасыщенность горной породы.

В модели Шанта и Киркпатрика (1971 г.) математическое выражение для описания коэффициента проницаемости выглядит следующим образом [151]:

$$K_{пр} = \alpha \cdot K_{прс} \cdot [p(K_{прс}) - p_c]^t, \quad (3.55)$$

где $K_{прс}$ — проницаемость элемента среды; $p(K_{прс})$ — вероятность для данной проницаемости быть больше или равной $K_{прс}$. Для всех элементов с проницаемостями $K_{пр} \Rightarrow K_{прс}$ принимается $K_{пр} = K_{прс}$, при проницаемости элементов среды $K_{пр} < K_{прс}$, $K_{пр} = 0$.

В модели Е. Е. Ловецкого и В. И. Селякова (1984 г.) структура порового пространства коллектора представляет собой совокупность зерен, соединенных между собой цементирующим веществом. Одна часть межзернового пространства занята цементом, а другая — поровое пространство коллектора. С точки зрения теории перколяции межзерновое пространство представляет собой узлы, соединенные узкими каналами (связями). Часть узлов забита цементом, а остальные способны пропускать флюид. В данной модели расчет проницаемости предлагается проводить по следующей формуле [60]:

$$K_{пр} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{m_0^3 \cdot d^2}{(1 - m_0)^2} (x - p_c)^t \cdot n(x - p_c). \quad (3.56)$$

Здесь $m_0 = 1 - V_z / V$ — структурная пористость, где V_z — объем, занимаемый зернами; V — полный объем среды; x — доля проводящих межзерновых узлов от их общего числа (при случайном распределении в пространстве проводящих и непроводящих узлов величина x равна вероятности какому-то узлу быть проводящим, т. е. произведение $x \cdot m_0$ — это аналог коэффициента пористости K_n); d — диаметр зерна; $n(x - p_c)$ — единичная функция Хевисайда; t — индекс, зависящий только от размерности задачи (для трехмерного пространства $t = 1,7 \pm 0,2$); p_c — пороговое значение вероятности проводимости узла, при котором образуется БК. Величина структурной пористости m_0 в данной модели близка по смыслу к коэффициенту пористости породы без цементирующего вещества $K_{пск}$ (скелетной пористости). При $K_n / m_0 < p_c$ $K_{пр} = 0$. Если $K_n / m_0 > p_c + 0,2$, то $K_{пр} = a \cdot m_0^3 / (1 - m_0)^2$.

Приведенные выражения получены для монодисперсных систем с одинаковыми размерами проводящих и непроводящих элементов. Для реальных горных пород характерна существенная неоднородность в размерах компонентов (минеральных зерен (изоляторов) и пор (проводников)), поэтому практический интерес представляет моделирование более сложных разнотипных систем. Наиболее простой разнотипной системой является бидисперсная система. В работе [78] рассмотрена система, в которой наряду с проводниками и изоляторами размером a , имеются проводящие включения размером $b \gg a$. В работе [40] рассмотрена аналогичная система, однако включения размером a и b являются изоляторами.

Бидисперсную систему конструируют следующим образом (рис. 3.3). Сначала методом Монте-Карло разыгрывают обычную перколяционную систему с микроскопическим размером элементов a , каждый из которых с вероятностью (p) является проводником, а с вероятностью $(1 - p)$ — изолятором. Эту систему называют первичной перколяционной системой. Затем случайным образом в ней располагают проводящие или непроводящие включения размером b .

Под порогом перколяции p_c бидисперсной системы понимают критическую долю проводников в первичной системе, при которой образу-

ется БК. На масштабах порядка b и меньше первичная система самоподобна [143, 150]. Это означает, что существует ренорм-групповое преобразование, которое приводит первичную перколяционную систему в эквивалентную ей перколяционную систему, состоящую из одинаковых по размеру квазичастиц размером b .

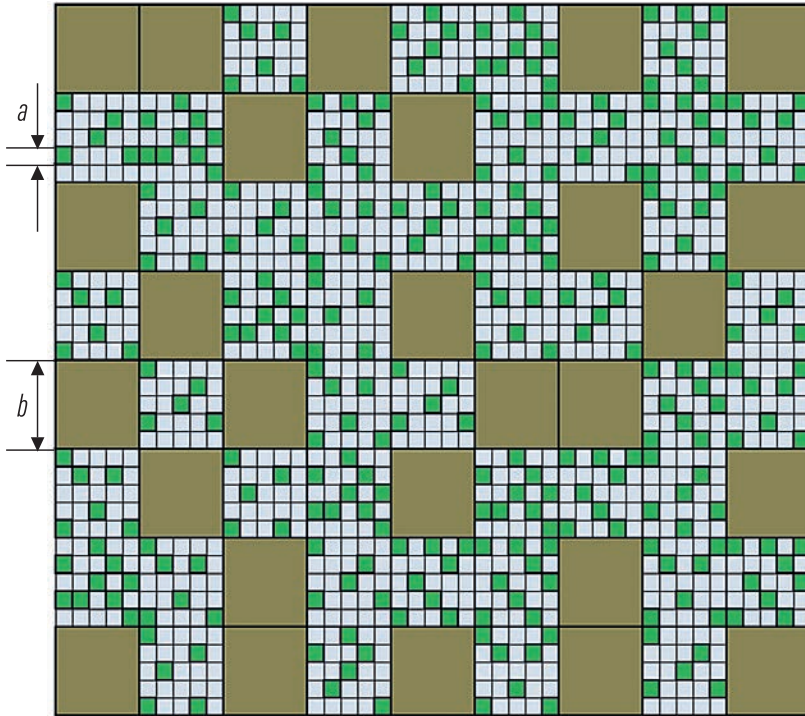


Рис. 3.3. Пример бидисперсной системы, в которой случайным образом распределены изоляторы двух характерных размеров a и b

Для бидисперсной системы, состоящей из случайно распределенных в пространстве проводящих частиц, получены следующие выражения для вероятности связи принадлежать БК и эффективной проводимости [78]:

$$P_{bk} \propto (1 - \varepsilon)^\beta \cdot (p - p_c)^\beta, \quad (3.57)$$

$$\sigma \propto \sigma_n \cdot (1 - \varepsilon)^t \cdot (p - p_c)^t, \quad (3.58)$$

где ε — объемная доля проводящих включений размером b .

В случае системы, состоящей из случайно распределенных непроводящих частиц [40], были получены следующие выражения для P_{bk} и коэффициента диффузии D^*

$$P_{bk} \propto p_1^\beta \cdot (p - p_c)^\beta, \quad (3.59)$$

$$D^* \propto p_1^\eta \cdot (p - p_c)^\eta, \quad (3.60)$$

где p_1 — доля пространства, не занятого изоляторами размером b ; β , η — критические индексы. Обобщая результаты работы [40], для этой системы эффективную проводимость можно описать выражением вида

$$\sigma \propto p_1^t \cdot (p - p_c)^t, \quad (3.61)$$

а эффективную проницаемость — соответственно

$$K(p) = \alpha \cdot p_1^\mu \cdot (p - p_c)^\mu. \quad (3.62)$$

В работе [40] показано, что при $a/b \ll 1$ величину порога перколяции бидисперсной системы можно оценить как $p_c = p_{c0}/p_1$, где p_{c0} — порог перколяции первичной системы (при $p_1 = 0$).

Выражение для вероятности связи принадлежать протекаемому кластеру, полученное с помощью компьютерного моделирования различных бидисперсных систем для случая, когда характерные размеры элементов неоднородности отличаются по размерам не менее чем в 10 раз, можно представить следующим образом [14]:

$$P_{bk} = \left(\frac{p_1 - p_c}{1 - p_c} \right)^{\beta_1} \cdot \left(\frac{p - p_c}{1 - p_c} \right)^{\beta_2} + P_s, \quad (3.63)$$

где p_1 и p — вероятности, с которой элементы неоднородности системы соответственно большего и меньшего размера определяются как «проводник», функция P_s представляет собой долю проводящего кластера в точке порога перколяции. Смысл данной функции состоит в том, что в точке порога перколяции изолированные кластеры сливаются, при этом система становится протекаемой, а вероятность P_k соответствует ненулевой вероятности принадлежать ранее изолированным кластерам. С увеличением размеров системы величина данной функции экс-

пониженно уменьшается. Эффективная проницаемость данной системы может быть описана следующим выражением:

$$K(p) = \alpha \cdot \left(\frac{p_1 - p_c}{1 - p_c} \right)^{\mu_1} \cdot \left(\frac{p - p_c}{1 - p_c} \right)^{\mu_2}. \quad (3.64)$$

С учетом тождественностей $p_1 \equiv K_{\text{пск}}$; $p_2 \equiv 1 - \eta_{\text{гл}}$; $p_1 \cdot p_2 \equiv K_{\text{п}}$, где $K_{\text{пск}}$ — скелетная пористость, $\eta_{\text{гл}}$ — относительная глинистость (параметры, введенные Б. Ю. Вендельштейном в 1966 [25]), для терригенных песчано-глинистых коллекторов выражение (3.57) можно записать в следующем виде:

$$K_{\text{пр}} = \alpha \cdot \left(\frac{K_{\text{пск}} - K_{\text{пск.к}}}{1 - K_{\text{пск.к}}} \right)^{\mu_1} \cdot \left(\frac{n_{\text{гл.к}} - n_{\text{гл}}}{n_{\text{гл.к}}} \right)^{\mu_2}, \quad (3.65)$$

где $K_{\text{пск.к}}$ и $\eta_{\text{гл}}$ — граничные значения скелетной пористости и относительной глинистости, при которых порода становится практически непроницаемой. Принимая, что $\eta_{\text{гл}} = 1 - K_{\text{п}}/K_{\text{пск}}$, выражение примет следующий вид:

$$K_{\text{пр}} = \alpha \cdot \left(\frac{K_{\text{пск}} - K_{\text{пск.к}}}{1 - K_{\text{пск.к}}} \right)^{\mu_1} \cdot \left(\frac{n_{\text{гл.к}} - 1 + \frac{K_{\text{п}}}{K_{\text{пск}}}}{n_{\text{гл.к}}} \right)^{\mu_2}. \quad (3.66)$$

В работе [15] была получена модель абсолютной проницаемости, которая описывается следующим выражением:

$$K_{\text{пр}} = \alpha \cdot \frac{(K_{\text{п}} - K_{\text{п.к}})^{\mu_2}}{K_{\text{пск}}^{\mu_2 - \mu_1}}. \quad (3.67)$$

В результате адаптации указанной модели для отложений тюменской свиты Сыморьяхского месторождения Западной Сибири в работе [17] были получены следующие коэффициенты: $a = 5 \cdot 10^5$; $\mu_1 = 0,5$. Коэффициент μ_2 для более корректного описания поля экспериментальных точек, был выражен с помощью зависимости следующего вида: $\mu_2 = 0,0012 \cdot K_{\text{п}}^3 - 0,092 \cdot K_{\text{п}}^2 + 2,325 \cdot K_{\text{п}} - 11,394$, где величина $K_{\text{п}}$ принята в %.

Необходимость переменного коэффициента μ_2 обусловлена попыткой подобрать наиболее оптимальный вариант для описания поля фактических точек. В общем случае это свидетельствует о том, что решеточные перколяционные модели абсолютной проницаемости в достаточной степени не учитывают все особенности реальных горных пород. В первую очередь это связано с обоснованностью выбора тождественности объемных параметров горных пород (пористости) вероятностным параметрам, характеризующим решеточные модели. Данное обстоятельство проявляется в том, что эмпирические зависимости $K_{пр} = F(K_p)$ для терригенных горных пород ближе к экспоненциальной закономерности (рис. 3.1), тогда как теоретические выражения эффективной проводимости (абсолютной проницаемости) относительно величины порового объема носят степенной характер.

3.5. Модель абсолютной проницаемости в рамках концепции связанности порового пространства

Структурные характеристики (геометрические особенности) порового пространства существенно влияют на ФЕС горных пород, поэтому одной из основных задач является поиск обобщающих факторов для отражения ключевых особенностей геометрии проводящего компонента породы с целью получения универсальных математически формализованных алгоритмов прогноза фильтрационных характеристик по данным геофизических методов исследования скважин (ГИС) и керна. Одним из инструментов для решения указанных задач является подход, сформулированный в рамках концепции связанности порового пространства (КСПП) [19, 20, 21, 23]. Ключевое положение КСПП основано на том очевидном факте, что при одинаковом объеме пор проводящие свойства для того или иного физического процесса протекания в поровом пространстве (электропроводность, диффузия, течение флюидов и т. д.) обусловлены наличием геометрической связанности между отдельными порами и размерами самих пор (или расстоянием между порами). При этом причины наличия этих связей для конкретного физи-

ческого процесса могут быть абсолютно различны, но конечный результат (прогнозная характеристика системы) является одинаковым. На рисунке 3.4 представлено схематичное пояснение КСПП на примере четырех условных систем с одинаковой долей проводников при их различной связанности между собой. Системы представлены двумя размерами проводящих элементов, отображающих относительно крупные капиллярные поры и более мелкие капиллярные поры. Связи между отдельными порами также имеют различный масштаб. Самые короткие отражают наличие микрокапилляров, более длинные моделируют трещины. В случае наличия достаточного числа связей возникает единый связанный кластер проводящих элементов, выраженный на любых масштабах системы (бесконечный кластер БК в терминологии теории перколяции). Объем БК может быть аналогичным для рассматриваемых систем, но при этом результат достигается различным сочетанием связей и их размеров. Например, в поле сопоставления относительного объема связанного кластера проводников с относительной долей всех проводников системы 2 и 4 на рисунке 3.4 будут эквивалентны. Очевидно, что абсолютные проницаемости этих систем не будут полностью идентичны, поскольку сами связи имеют различную проводимость, а длины образующихся проводящих цепочек могут различаться, однако на качественном уровне можно ожидать примерное соответствие. Таким образом, в поле соотношения «пористость-проницаемость» можно выделить условные градации, которые характеризуют некую условную связанность порового пространства. При этом указанная связанность S (структурный фактор) является обобщающей характеристикой, зависящей от множества различных параметров, которые характеризуют геометрию проводящего кластера. Применительно к процессу образования углеводородной залежи относительный объем протекаемого кластера тождественен относительному объему порового пространства, который могут занять нефть или газ. При этом в зоне предельной насыщенности основным влияющим фактором являются структурные особенности порового пространства и характеристики взаимодействия поверхности твердой фазы с поровыми флюидами. В переходной зоне

дополнительным влияющим фактором будет являться величина капиллярного давления на границе раздела «нефть–вода» или «газ–вода». Выражение для описания абсолютной проницаемости в КСПП имеет следующий вид:

$$K_{\text{пр}} = \exp(A \cdot K_n^F - S), \quad (3.68)$$

где K_n — коэффициент пористости в %, A и F — эмпирические коэффициенты, S — параметр, отражающий степень связанности порового пространства.

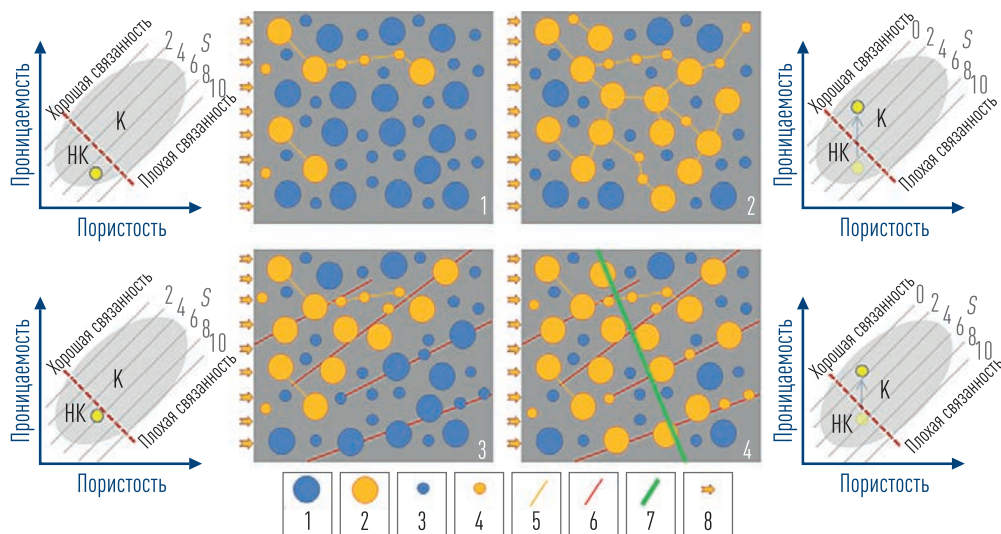


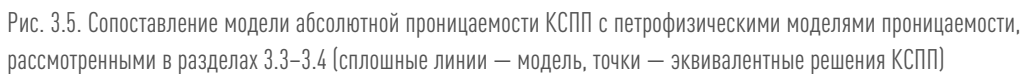
Рис. 3.4. Схематичное представление модели абсолютной проницаемости в рамках концепции связанности порового пространства: 1 — несвязанные крупные поры, 2 — связанные крупные поры, 3 — несвязанные мелкие поры, 4 — связанные мелкие поры, 5 — микрокапилляры, 6 — микротрещины, 7 — макротрещины, 8 — направление фильтрации

Универсальность формулы (3.68) заключается в том, что при определенных соотношениях входящих в нее коэффициентов можно получить эквивалентные математические решения для большинства моделей абсолютной проницаемости, рассмотренных в данной главе (рис. 3.5). При этом параметр S имеет соответствующую корреляцию с величинами, отражающими структурные особенности порового пространства. Коэффициенты эквивалентной зависимости КСПП для пет-

рофизических моделей абсолютной проницаемости, представленных на рисунке 3.5, приведены в таблице 3.1. В результате можно отметить, что, исходя из поставленной задачи поиска обобщенного выражения для петрофизической модели абсолютной проницаемости, модель КСПП, описываемая формулой (3.69), может оказаться универсальным инструментом при решении практических задач.

Таблица 3.1. Коэффициенты формулы проницаемости КСПП для выражения эквивалентных зависимостей, описывающих петрофизические модели, рассмотренные в разделе 3.3

Номер модели	Формула	Параметры модели	A	F	S
1	(3.1)	—	14,5	0,15	$18,7 \cdot d_{\text{тр}}^{-0,05}$
2	(3.3)	$c = 1$	22	0,1	$35,4 \cdot S_{\text{уд}}^{0,073}$
3	(3.11)	—	32	0,13	$46 \cdot K_{\text{вс}}^{0,0474}$
4	(3.14)	$F = 0,05$	44	0,05	$51,6 \cdot K_{\text{вс}}^{0,0415}$
5	(3.16)	$a = 1, b = 3, c = 3,3$	52	0,05	$65,65 \cdot S_{\text{уд}}^{0,057}$
6	(3.18)	$a = 8649, b = 4,4, c = 2$	45	0,08	$55,3 \cdot K_{\text{вс}}^{0,039}$
7	(3.17)	—	100	0,01	$104,7 \cdot K^{-0,01}$
8	(3.21)	$p = 3$	160	0,03	$183,5 \cdot d^{-0,012}$
9	(3.29)	$w = 1,9$	66	0,05	$76,6 \cdot K_{\text{вс}}^{0,053}$
10	(3.30)	$m = 1,6, c = 1$	92	0,05	$113,3 \cdot d^{-0,019}$
11	(3.33)	—	140	0,01	$142,7 \cdot R_{35}^{-0,012}$
12	(3.34)	—	100	0,01	$102,17 \cdot R_{35}^{-0,022}$
13	(3.36)	$R_g = 10000$	95	0,02	$0,42 \cdot \exp(2,75 \cdot K_{\text{вс}}) + 94,5$
14	(3.37)	—	190	0,02	$23,4 \cdot K_{\text{вс}}^3 - 34,5 \cdot K_{\text{вс}}^2 + 24,2 \cdot K_{\text{вс}} + 192,5$
15	(3.42)	$m = 0,01, n = 50$	$0,5 \cdot (1 - K_{\text{вс}})$	1	4,6
16	(3.44)	—	160	0,02	$167,3 \cdot FZI^{-0,012}$
17	(3.43)	$b = 1,4, K_{\text{но}} = 0,03, r = 1,4, q = 2,5$	1,45	0,5	$21 \cdot K_{\text{вс}}^3 - 35,15 \cdot K_{\text{вс}}^2 + 26,7 \cdot K_{\text{вс}} - 2,1$
18	(3.66)	$a = 2500, K_{\text{пск.к}} = 0,1, \eta_{\text{гп.к}} = 0,9, \mu_1 = 2, \mu_2 = 10$	90	0,1	$130 \cdot K_{\text{пск}}^{0,06}$



3.6. Примеры построения обобщенных моделей абсолютной проницаемости терригенных коллекторов Западной Сибири на основе концепции связанности порового пространства

Построение модели абсолютной проницаемости в рамках КСПП подразумевает подбор коэффициентов A и F для аппроксимации керновых зависимостей «пористость–проницаемость» с помощью формулы (3.68). В первом приближении используется подход, основанный на итерационном подборе указанных коэффициентов. Критерием сходимости является минимизация дисперсии распределения параметра S . Апробация такого подхода была проведена по результатам исследований образцов керна на ряде месторождений Западной Сибири: Аганское, Аригольское, Ачимовское, Восточно-Салымское, Ваделыпское, Вакунайское, Валинтойское, Ватинское, Верхне-Телекайское, Воргенское, Восточно-Мессояхское, Восточно-Мыгинское, Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Дружное, Еты-Пуровское, Западно-Асомкинское, Западно-Зимнее, Западно-Мессояхская, Западно-Усть-Балыкское, Западно-Чатылькинское, Западно-Эдельская, Заполярное, Зимнее, Западно-Салымское, Каменное, Карасевское, Кетовское, Кечимовское, Ключевое, Крайнее, Кустовое, Ловинское, Локозовское, Максимкинское, Малоюганское, Мерето-Яхинское, Муравленковское, Мыгинское, Мыхпайское, Нивагальское, Новогоднее, Ново-Покурское, Новопортовское, Ореховское, Ортьягунское, Островное, Отдельное, Пальяновское, Пограничное, Покамасовское, Покачевское, Потанай-Картопьянское, Поточное, Приобское, Равнинная, Романовское, Салымское, Самотлорское, Северо-Вынгапуровское, Северо-Долгинское, Северо-Ореховское, Северо-Островное, Северо-Покурское, Северо-Пямалияхское, Северо-Романовская, Северо-Самбургское, Северо-Янгтинское, Смоляное, Сугмутское, Суторминское, Тайлаковское, Тектоно-Чатылькинское, Троянское, Умсейское, Холмистое, Холмогорское, Чатылькинское, Чистинное, Юго-Западно-Ягунское, Южно-Аганское, Южное, Южно-Киняминское, Южно-Ноябрьское, Южно-Островное, Южно-Пурпейское, Южно-Пямалияхское, Южно-Покачевское, Ярайнерское, Яро-Яхинское.

Примеры априорного подбора коэффициентов петрофизических моделей абсолютной проницаемости для основных стратиграфических объектов Западной Сибири приведены на рисунках 3.6–3.11.

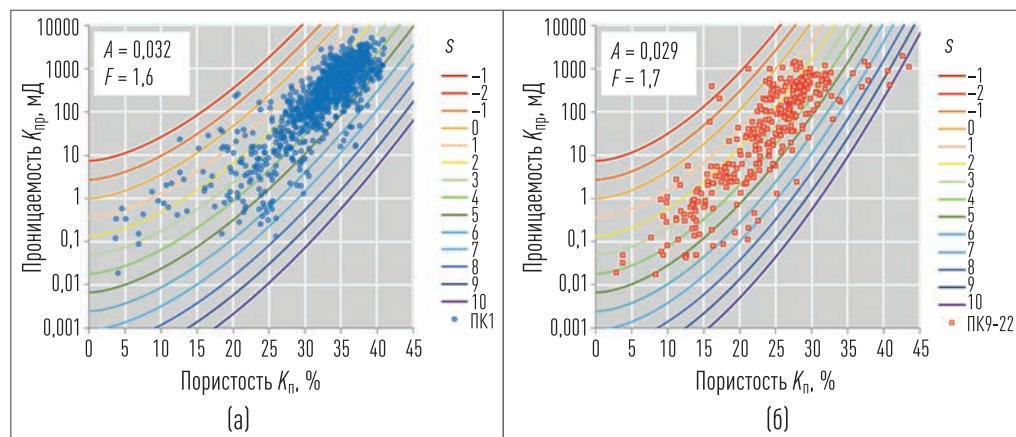


Рис. 3.6. Пример априорной настройки констант петрофизической модели абсолютной проницаемости в концепции связности порового пространства для отложений ПК₁ (а) и ПК₉₋₂₂ (б) для некоторых месторождений Западной Сибири

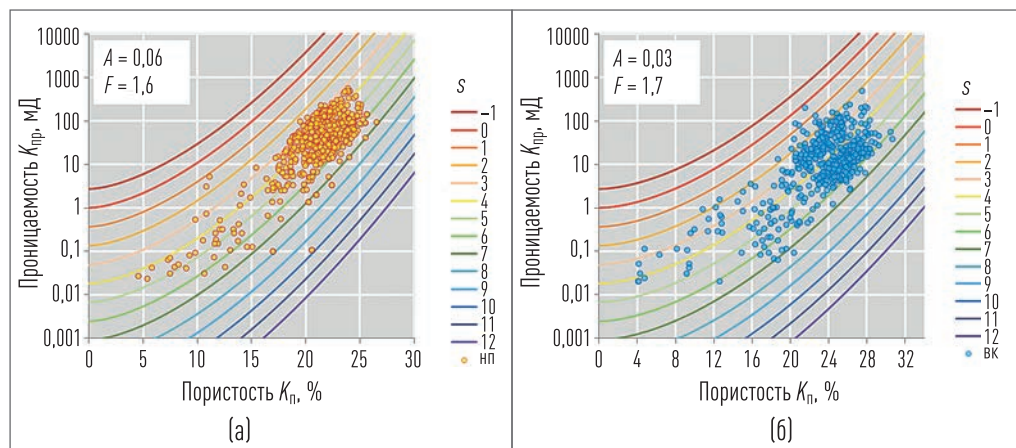


Рис. 3.7. Пример априорной настройки констант петрофизической модели абсолютной проницаемости в концепции связности порового пространства для отложений НР (а) и ВК (б) для некоторых месторождений Западной Сибири

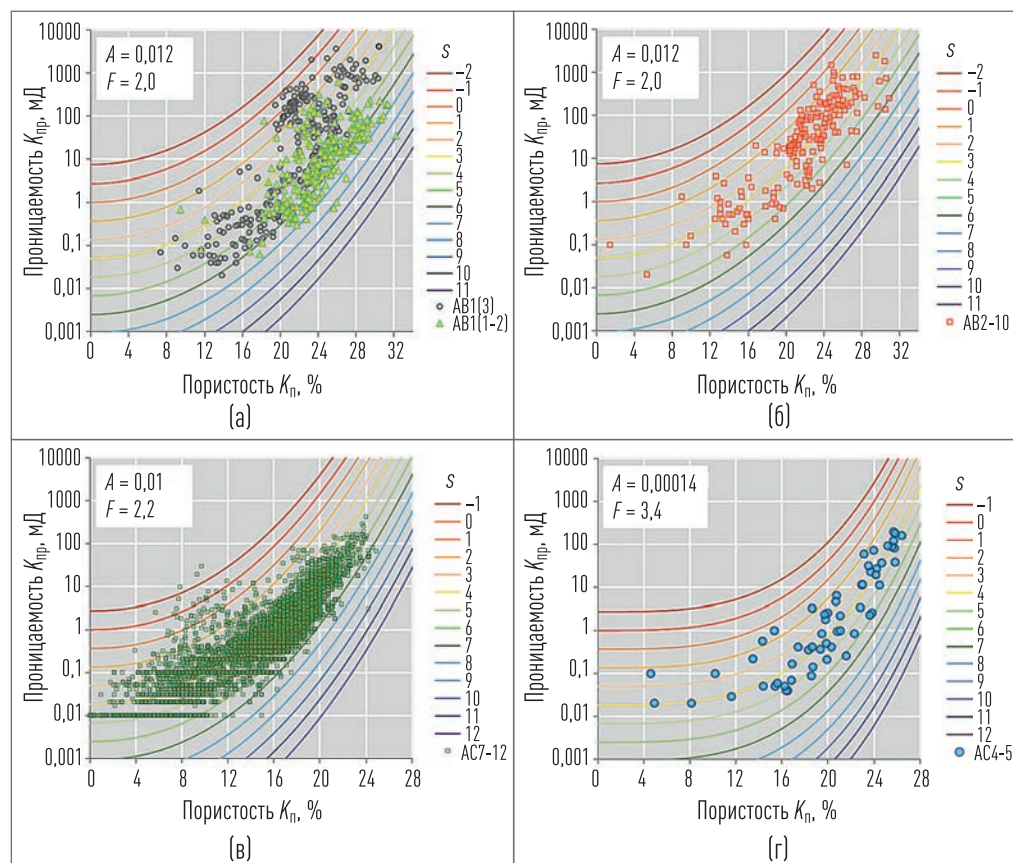


Рис. 3.8. Пример априорной настройки констант петрофизической модели абсолютной проницаемости в концепции связности порового пространства для отложений AB_1 (а), AB_{2-10} (б), AC_{7-12} (в) и AC_{4-5} (г) для некоторых месторождений Западной Сибири

Проведенная апробация показала, что различные в стратиграфическом отношении отложения характеризуются подобными локализациями точек, отражающих керновые определения в поле «пористость–проницаемость». Такая особенность может иметь случайный характер, и может быть обусловлена схожестью фациальных обстановок осадконакопления и диагенетических постседиментационных процессов. Последняя причина выглядит более вероятной, так как наблюдается общая закономерность изменения констант A и F выражения (3.68) в зависимости от глубины залегания стратиграфических единиц.

Для дальнейшего уточнения параметров A и F целесообразно привлекать результаты седиментологического анализа. При этом указанные параметры подбираются исходя из одновременной минимизации дисперсии параметра S для выделенных литофаций. Литофации с подобным распределением параметра S объединяются в условные петрофациальные типы, которые являются основой классификационного анализа разреза. Данный подход является основой проведения петрофациального моделирования и более детально будет рассмотрен в главе 7.

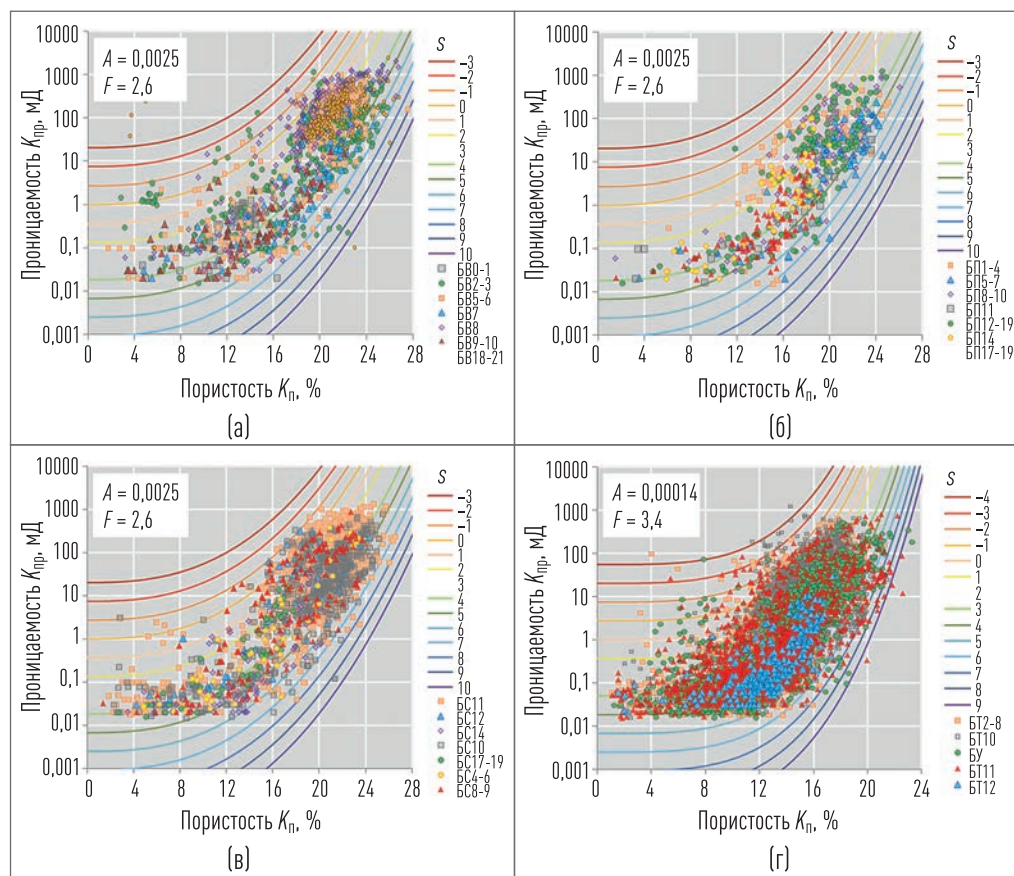


Рис. 3.9. Пример априорной настройки констант петрофизической модели абсолютной проницаемости в концепции связности порового пространства для отложений БВ (а), БП (б), БС (в), БТ и БУ (г) для некоторых месторождений Западной Сибири

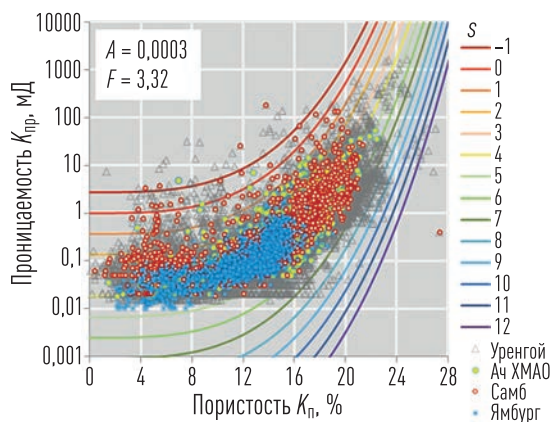


Рис. 3.10. Пример априорной настройки констант петрофизической модели абсолютной проницаемости в концепции связности порового пространства для отложений Ач для некоторых месторождений Западной Сибири

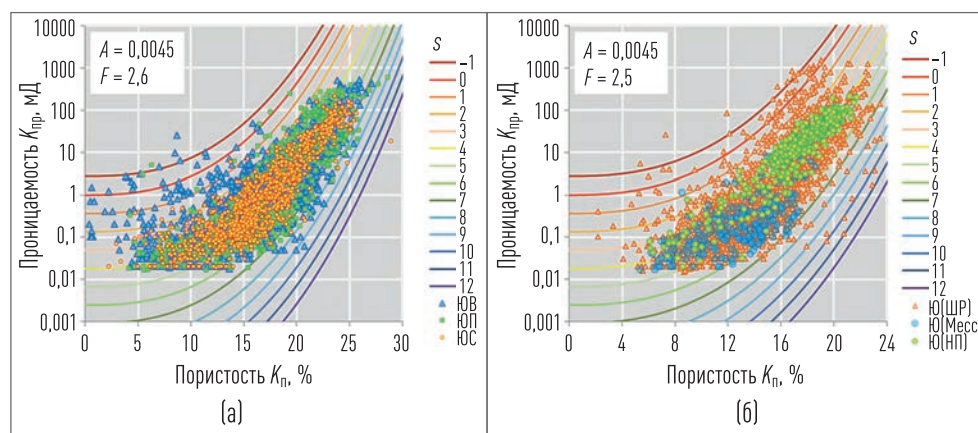


Рис. 3.11. Пример априорной настройки констант петрофизической модели абсолютной проницаемости в концепции связности порового пространства для отложений ЮВ, ЮП, ЮС (а) и юрских отложений Шаимского региона, а также Мессояхского и Новопортовского месторождений (б) для некоторых месторождений Западной Сибири

Общеизвестно, что при конструировании любых предсказательных моделей необходимо сформировать набор входных (рабочих) данных, характеризующихся отсутствием сильной взаимной корреляции. Каждый из этих параметров должен вносить уникальную специфическую информацию. Определяющими параметрами полученных моделей абсолютной проницаемости являются коэффициент общей пористости K_p и параметр S , зависящий от связности порового пространства. С оп-

ределенной долей уверенности можно утверждать, что параметр S интегрально отражает геометрическую локализацию пор в объеме горной породы относительно друг друга и зависит от их размеров, формы и взаимной удаленности, обуславливающей наличие межпоровых связей определенного размера. Таким образом, для фильтрационно-емкостных свойств параметр связанности отражает геометрию порового пространства. Снижение величины S свидетельствует об улучшении связанности порового пространства, соответственно, увеличение — об ухудшении. При этом при прочих равных условиях для абсолютной проницаемости параметр S является базовой предельной величиной, поскольку в этом случае фильтрацией охватывается фактически все пространство геометрически связанных (открытых) пор. В случае фильтрации не инертных к твердой фазе флюидов постулируется, что параметр S будет изменяться на определенную величину ΔS , которая отражает снижение связанности порового пространства фильтрации за счет взаимодействия флюидов с твердой фазой породы. Поскольку одним из определяющих факторов для параметра S можно считать геометрические особенности порового пространства, представляет определенный интерес проведение анализа влияния на него типовых гранулометрических параметров, определяемых в лабораторных условиях. Согласно ранее изложенным принципам формализации для петрофизических моделей, в практическом аспекте решаемой в данной работе задачи имеет смысл использовать параметры, потенциально определяемые по данным типового комплекса ГИС. На рисунках 3.12–3.19 приведены треугольные диаграммы соотношений массовых долей глинистой ($C_{гл}$), алевроитовой ($C_{ал}$) и песчаной ($C_{пес}$) фракций. Данные соотношения получены для той же коллекции образцов, что использовалась при построении обобщенных петрофизических моделей коэффициента абсолютной проницаемости, представленных на рисунках 3.6–3.11.

Различным шифром точек на приведенных диаграммах показано изменение параметра S , расчет которого выполнен для каждого образца на основании выражения (3.68) при соответствующих фиксированных значениях коэффициентов A и F .

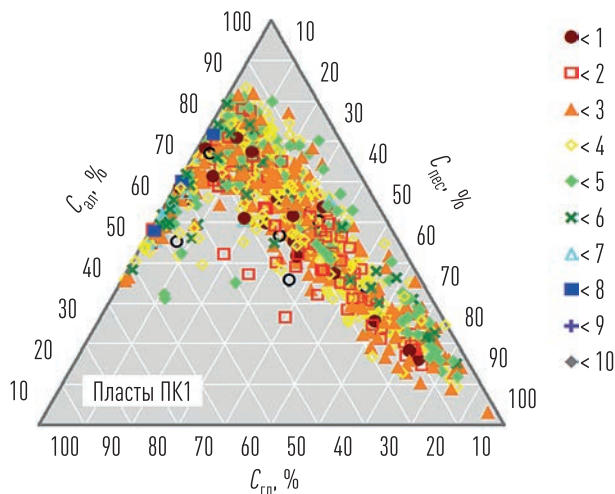


Рис. 3.12. Треугольная диаграмма соотношения массового содержания глинистой ($C_{гл}$), алевритовой ($C_{ал}$) и песчаной ($C_{пес}$) фракций с параметром связности порового пространства S (шифр точек) для пластов ПК₁

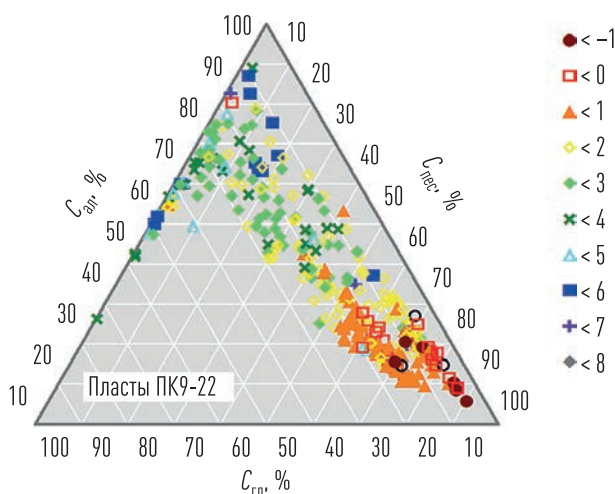


Рис. 3.13. Треугольная диаграмма соотношения массового содержания глинистой ($C_{гл}$), алевритовой ($C_{ал}$) и песчаной ($C_{пес}$) фракций с параметром связности порового пространства S (шифр точек) для пластов ПК₉₋₂₂

Анализ сопоставлений показывает, что для некоторых рассмотренных объектов существует тенденция увеличения параметра S с увеличением доли глинистых ($C_{гл}$) и алевритовых ($C_{ал}$) фракций и, соответственно, снижения при увеличении доли песчаной ($C_{пес}$) фракции. При этом для других объектов данной тенденции фактически не наблюдается.

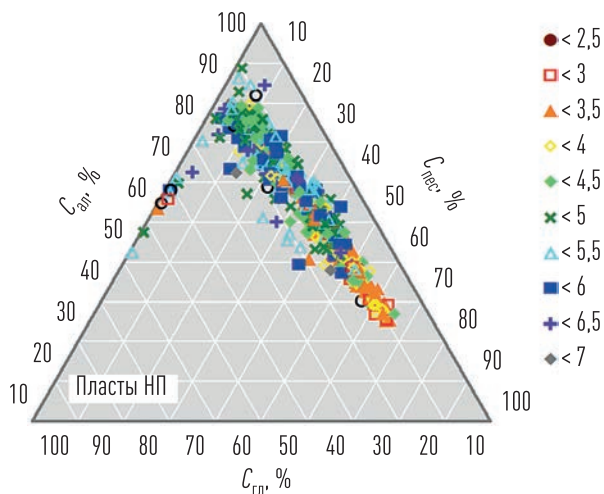


Рис. 3.14. Треугольная диаграмма соотношения массового содержания глинистой ($C_{гл}$), алевритовой ($C_{ал}$) и песчаной ($C_{пес}$) фракций с параметром связности порового пространства S (шифр точек) для пластов НП

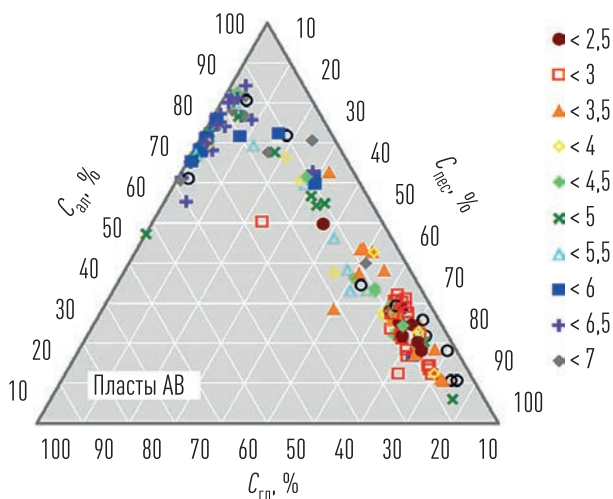


Рис. 3.15. Треугольная диаграмма соотношения массового содержания глинистой ($C_{гл}$), алевритовой ($C_{ал}$) и песчаной ($C_{пес}$) фракций с параметром связности порового пространства S (шифр точек) для пластов АВ

Вероятно, что определенным фактором, объясняющим такое поведение, является соотношение каркаса и матрикса в горных породах. Упрощенно это можно представить следующим образом. В песчаниках ($C_{пес} > 50 \%$) роль матрикса играют алевритовые и глинистые компоненты (рис. 3.20,а), в алевролитах ($C_{ал} > 50 \%$) каркас сложен преиму-

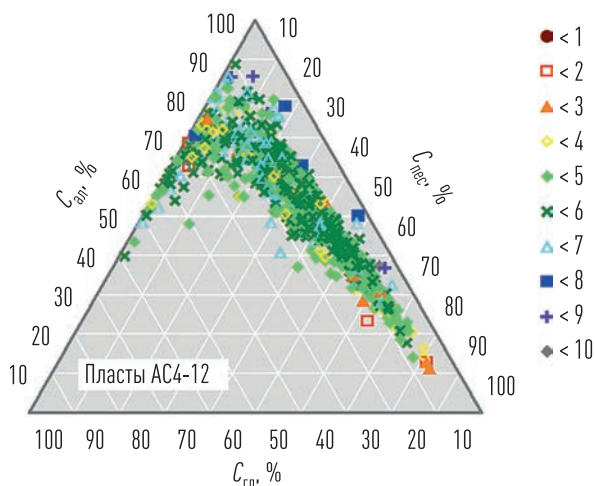


Рис. 3.16. Треугольная диаграмма соотношения массового содержания глинистой ($C_{гл}$), алевритовой ($C_{ал}$) и песчаной ($C_{пес}$) фракций с параметром связанности порового пространства S (шифр точек) для пластов АС4-12

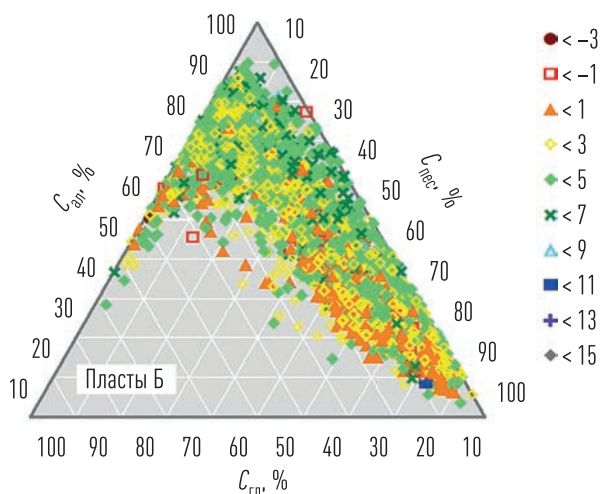


Рис. 3.17. Треугольная диаграмма соотношения массового содержания глинистой ($C_{гл}$), алевритовой ($C_{ал}$) и песчаной ($C_{пес}$) фракций с параметром связанности порового пространства S (шифр точек) для пластов Б

щественно алевритовыми (рис. 3.20,в) или алевритовыми и отчасти песчаными (рис. 3.20,б) зернами, а в роли матрикса выступают глинистые частицы. В глинах ($C_{гл} > 50\%$) каркас отсутствует (рис. 3.20,г), поскольку глинистые частицы в открытой системе интенсивно уплотняются под действием горного давления. Фактически каркас горной породы

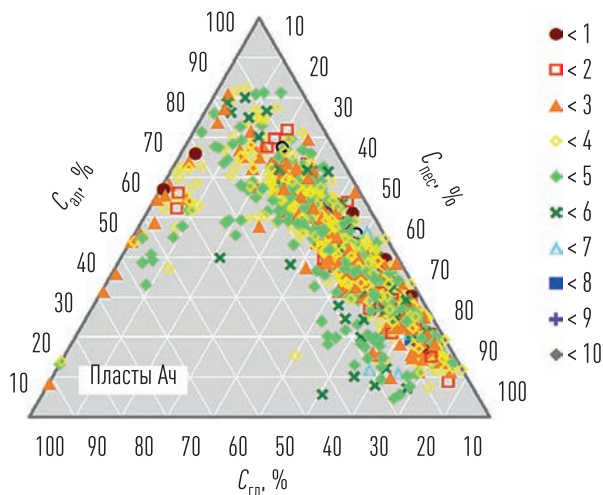


Рис. 3.18. Треугольная диаграмма соотношения массового содержания глинистой ($C_{гл}$), алевроитовой ($C_{ал}$) и песчаной ($C_{пес}$) фракций с параметром связанности порового пространства S (шифр точек) для пластов Ач

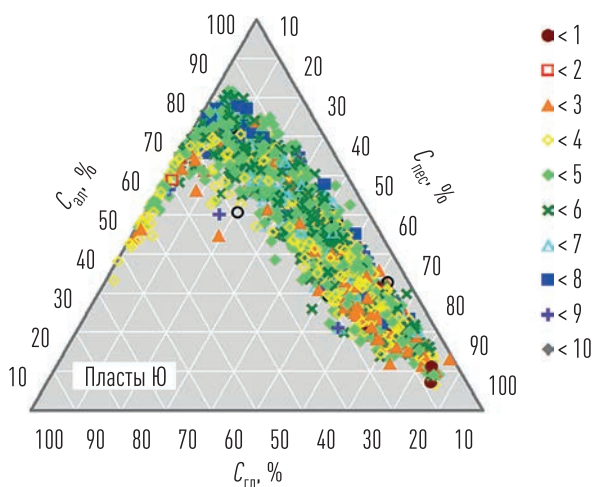


Рис. 3.19. Треугольная диаграмма соотношения массового содержания глинистой ($C_{гл}$), алевроитовой ($C_{ал}$) и песчаной ($C_{пес}$) фракций с параметром связанности порового пространства S (шифр точек) для пластов Ю

предотвращает коллапс порового пространства при увеличении горного давления за счет того, что его частицы принимают соответствующую нагрузку. Если каркас сложен преимущественно песчаными частицами, то повышение их доли при прочих равных условиях повышает связанность по относительно крупным порам, т. е. параметр S снижается.

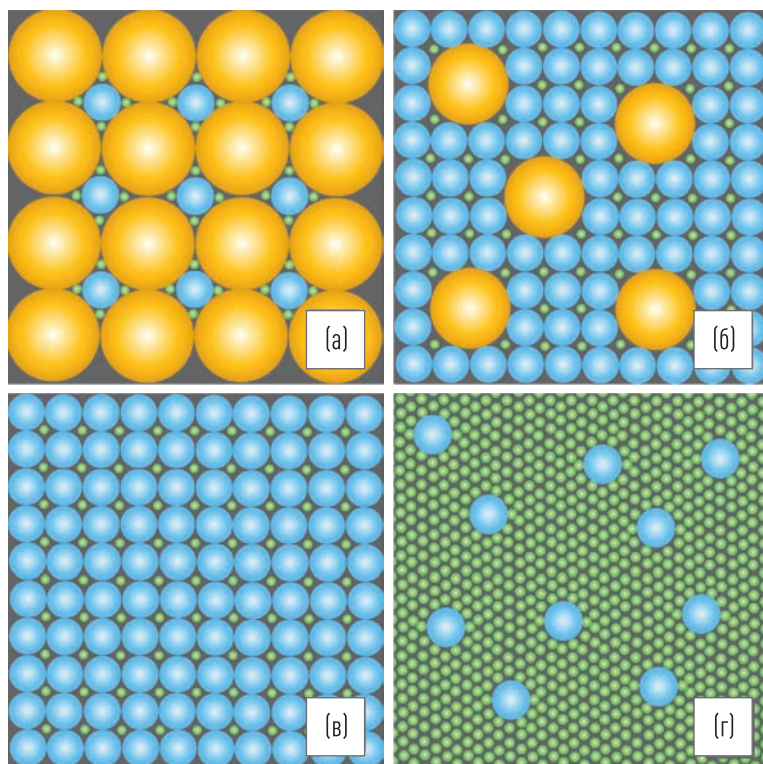


Рис. 3.20. Схематичные примеры выделения каркаса и матрикса в терригенной горной породе: (а) каркас представлен зернами песчаной размерности, а матрикс — зернами алевритовой размерности и глинистыми частицами; (б) каркас представлен преимущественно алевритовыми частицами с некоторой относительно небольшой долей песчаных частиц; (в) каркас представлен только алевритовыми частицами; (г) глина с относительно невысоким включением алевритовых частиц, которые не образуют каркас породы

В случае если каркас представлен преимущественно алевритовым компонентом, то уменьшение доли песчаных частиц при прочих равных условиях может также приводить к повышению связанности порового пространства относительно крупных пор и, соответственно, снижать параметр S . Таким образом, влияние относительного содержания частиц различных размеров на параметр S имеет достаточно сложную закономерность из-за неопределенности соотношения размеров частиц каркаса и матрикса в горной породе.

В работах [14–16] показана возможность повышения достоверности петрофизической модели проницаемости терригенного коллектора

за счет дополнительного привлечения коэффициента скелетной пористости $K_{\text{пск}}$. В этом случае твердая фаза терригенной горной породы представляется как песчано-алевритовая матрица с карбонатным цементом (скелет) и глинистые минералы, заполняющие поровое пространство, не занятое скелетом. Величина $K_{\text{пск}}$ характеризует пористость скелета породы, а степень заполнения его порового пространства глинистым цементом отражает коэффициент относительной глинистости $N_{\text{гл}}$ (Б. Ю. Вендельштейн, 1966) [25]. Такая компонентная модель является более определенной по сравнению с моделью каркаса и матрикса, так как формализуется в параметрах, которые, как правило, устанавливают по данным типового комплекса ГИС. Данное утверждение базируется на том, что коэффициенты скелетной пористости $K_{\text{пск}}$ и относительной глинистости $N_{\text{гл}}$ непосредственно связаны с коэффициентом открытой пористости $K_{\text{п}}$ и массовой глинистости $C_{\text{гл}}$ следующими выражениями [25, 30, 51]:

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}} \cdot \frac{\delta_{\text{ТВ}}}{\delta_{\text{гл}}} \cdot (1 - K_{\text{п}}) \approx C_{\text{гл}} \cdot (1 - K_{\text{п}}), \quad (3.69)$$

$$K_{\text{пск}} = K_{\text{п}} + K_{\text{гл}}, \quad (3.70)$$

$$N_{\text{гл}} = \frac{K_{\text{гл}}}{K_{\text{пск}}}, \quad (3.71)$$

где $\delta_{\text{ТВ}}$ и $\delta_{\text{гл}}$ — соответственно плотности твердой фазы и глин в сухом состоянии, $K_{\text{гл}}$ — коэффициент объемной глинистости. Определение же величин $K_{\text{п}}$ и $C_{\text{гл}}$ ($K_{\text{гл}}$) является стандартной задачей типового комплекса ГИС, проводимого в терригенном песчано-алеврито-глинистом разрезе.

Для оценки комплексной взаимосвязи величин S , $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$, $C_{\text{пес}}$, $K_{\text{пск}}$ и $N_{\text{гл}}$ в ПО GeoOfficeSolver с помощью метода главных компонент были построены матрицы факторных нагрузок. Кроме этого, были оценены коэффициенты корреляции линейных многомерных связей параметра S при различном сочетании входных данных: $S = F(K_{\text{пск}}, N_{\text{гл}})$, $S = F(C_{\text{гл}}, C_{\text{ал}}, C_{\text{пес}})$, $S = F(K_{\text{пск}}, N_{\text{гл}}, C_{\text{гл}}, C_{\text{ал}}, C_{\text{пес}})$.

В основе применения компонентного и факторного анализа лежит следующая гипотеза. Если наблюдаемые переменные коррелируют друг с другом, то это свидетельствует о существовании некоторой величины, которую измерить непосредственно нельзя и которой приписывается роль причины (фактора), определяющей значение наблюдаемых переменных. При этом считается, что, как правило, число действующих причин (факторов) должно быть значительно меньше числа наблюдаемых переменных. Таким образом, методы компонентного и факторного анализа обеспечивают переход от исходных переменных к новым переменным путем специального преобразования исходных данных. При этом получают новые переменные — факторы (компоненты). Изучение структуры факторов позволяет проверять имеющиеся и выдвигать новые гипотезы о причинах, порождающих взаимосвязи между переменными.

Результаты проведенного анализа, основанного на той же выборке определений, что была рассмотрена до этого, приведены на рисунках 3.21–3.28. Основные выводы можно сформулировать в следующем виде.

Первый компонент (фактор 1) определяется главным образом параметрами $K_{\text{пск}}$ и $N_{\text{гл}}$.

Второй компонент (фактор 2) преимущественно определяется параметрами $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$.

Параметр S имеет значимую нагрузку в факторе 2 для всех пластов, а в факторе 1 — для пластов ПК₉₋₂₂, НП, АВ, в которых наблюдаются устойчивые корреляционные связи S с параметрами $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$ и $C_{\text{пес}}$. Такая картина может быть обусловлена геологическими причинами, однако при этом нельзя исключать тот факт, что в указанных пластах выборка определений наименее представительная и может не отражать все фактические реализации.

Распределение параметров в поле сопоставления факторных нагрузок первых двух компонентов для всех рассмотренных объектов является подобным, что может говорить об аналогичных причинах, связывающих указанные параметры.

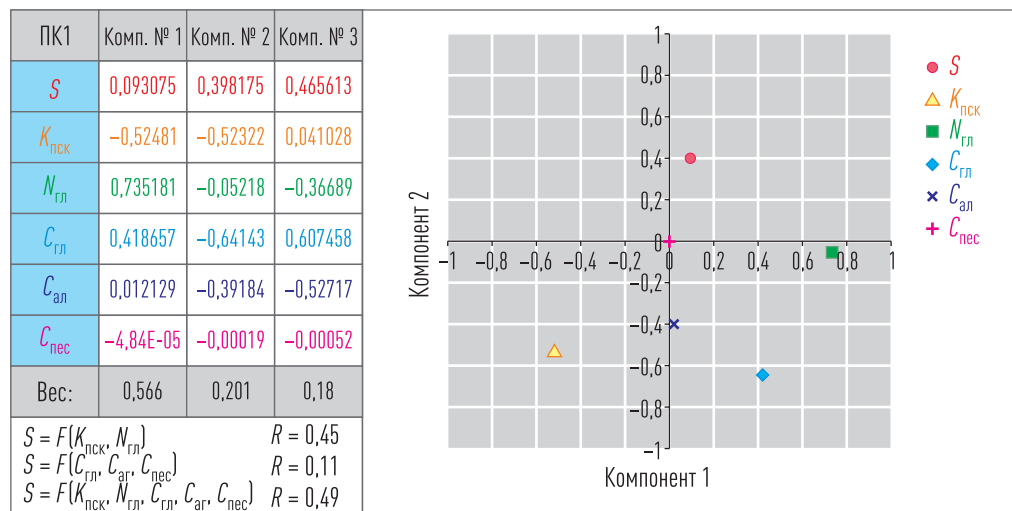


Рис. 3.21. Анализ главных компонент для оценки влияния гранулометрических параметров $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$, $C_{\text{пес}}$, пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{\text{пск}}$ и степени ее заполнения глинистым цементом $N_{\text{гл}}$ на параметр связности порового пространства S для пластов ПК₁

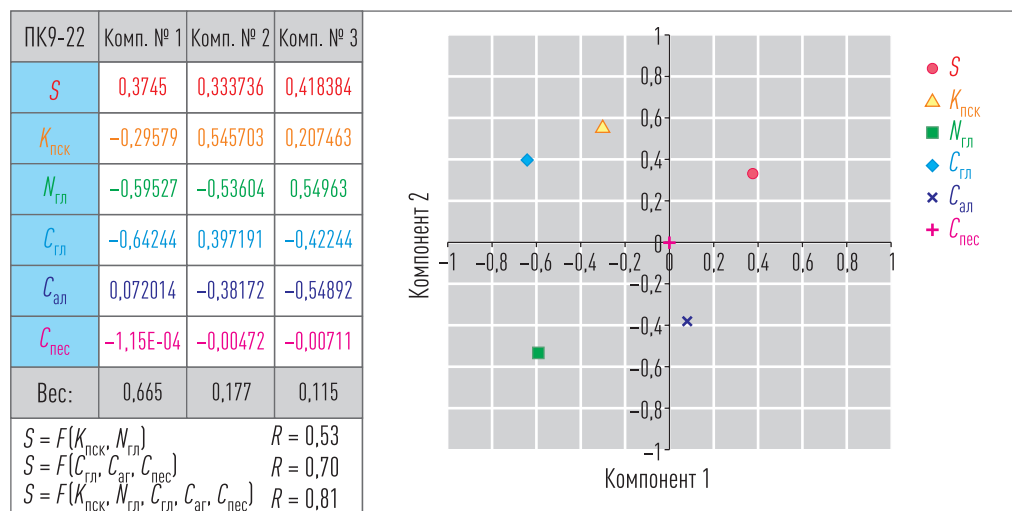


Рис. 3.22. Анализ главных компонент для оценки влияния гранулометрических параметров $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$, $C_{\text{пес}}$, пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{\text{пск}}$ и степени ее заполнения глинистым цементом $N_{\text{гл}}$ на параметр связности порового пространства S для пластов ПК₉₋₂₂

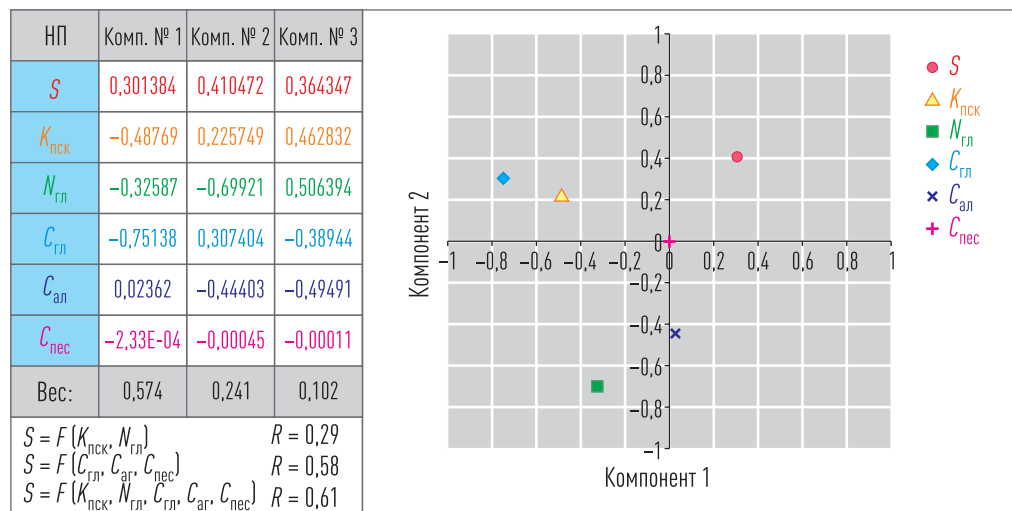


Рис. 3.23. Анализ главных компонент для оценки влияния гранулометрических параметров $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$, $C_{\text{пес}}$, пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{\text{пск}}$ и степени ее заполнения глинистым цементом $N_{\text{гл}}$ на параметр связанности порового пространства S для пластов НП

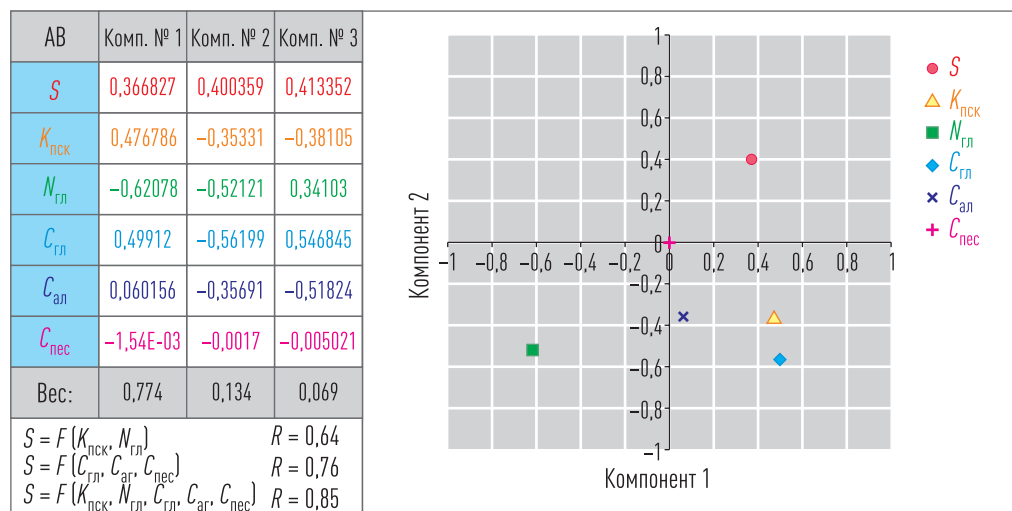


Рис. 3.24. Анализ главных компонент для оценки влияния гранулометрических параметров $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$, $C_{\text{пес}}$, пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{\text{пск}}$ и степени ее заполнения глинистым цементом $N_{\text{гл}}$ на параметр связанности порового пространства S для пластов АВ

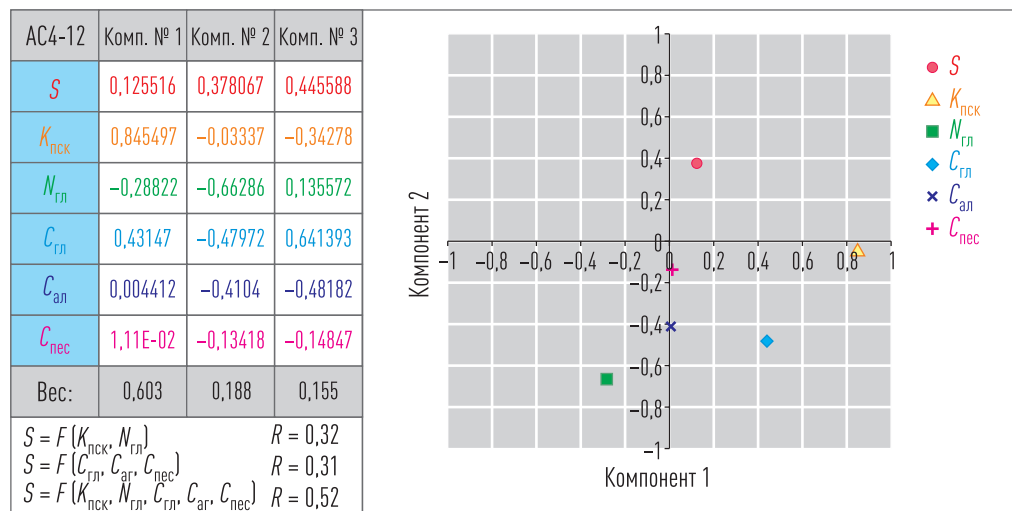


Рис. 3.25. Анализ главных компонент для оценки влияния гранулометрических параметров $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$, $C_{\text{пес}}$, пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{\text{пск}}$ и степени ее заполнения глинистым цементом $N_{\text{гл}}$ на параметр связанности порового пространства S для пластов АС4-12

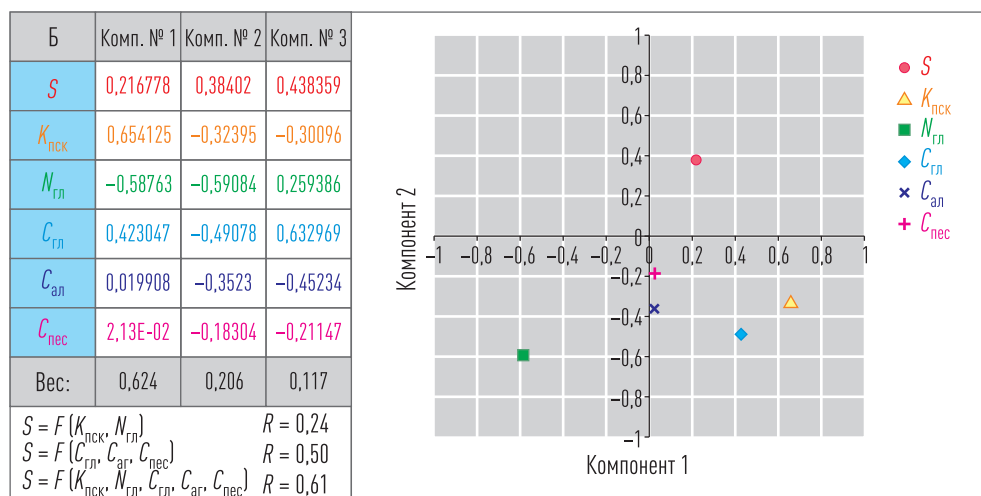


Рис. 3.26. Анализ главных компонент для оценки влияния гранулометрических параметров $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$, $C_{\text{пес}}$, пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{\text{пск}}$ и степени ее заполнения глинистым цементом $N_{\text{гл}}$ на параметр связанности порового пространства S для пластов Б

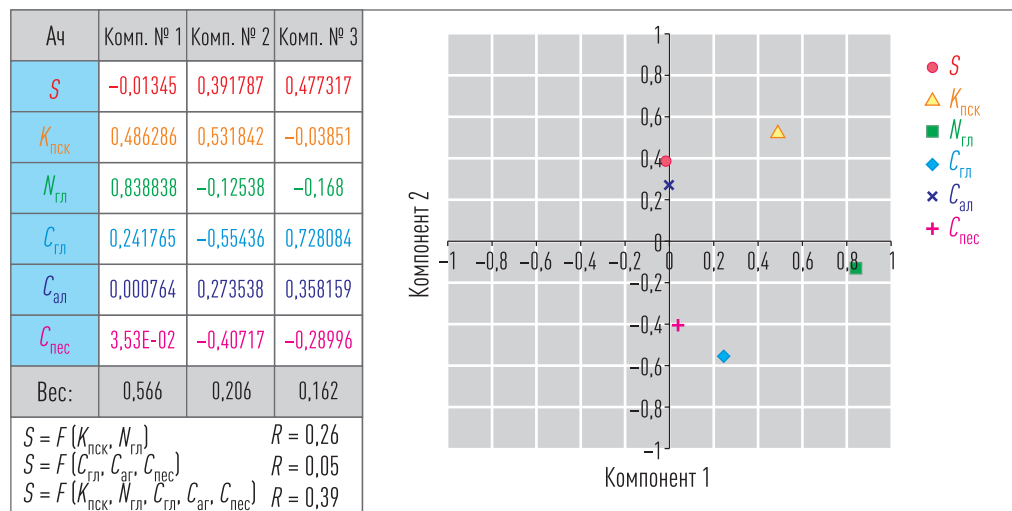


Рис. 3.27. Анализ главных компонент для оценки влияния гранулометрических параметров $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$, $C_{\text{пес}}$, пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{\text{пск}}$ и степени ее заполнения глинистым цементом $N_{\text{гл}}$ на параметр связанности порового пространства S для пластов Ач

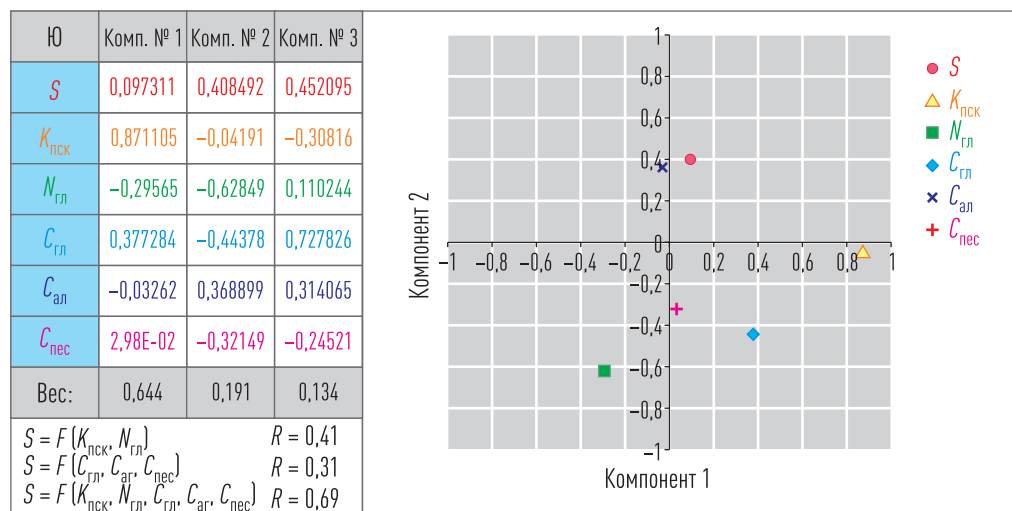


Рис. 3.28. Анализ главных компонент для оценки влияния гранулометрических параметров $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$, $C_{\text{пес}}$, пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{\text{пск}}$ и степени ее заполнения глинистым цементом $N_{\text{гл}}$ на параметр связанности порового пространства S для пластов Ю

Величины $K_{\text{пск}}$, $N_{\text{гл}}$, $C_{\text{гл}}$, $C_{\text{ал}}$ и $C_{\text{пес}}$ в полной мере не контролируют поведение параметра S , что говорит о влиянии дополнительных неучтенных причин. В качестве таких причин могут выступать неформализованные особенности геометрии порового пространства, связанные с разной формой минеральных частиц и особенностями их распределения в объеме породы, распределением микрокапилляров, связывающих поры между собой, текстурной неоднородностью и т. п.

Таким образом, текущая формализация модели не позволяет в полной мере объяснить поведение величины S , что свидетельствует о комплексном влиянии достаточно большого количества причин. Фактически это означает, что попытка оценки данного ключевого для описания абсолютной проницаемости параметра через величины, определяемые по данным ГИС (связанные в основном с оценкой глинистого компонента) не может рассматриваться как некий универсальный подход. При этом очевидным практическим решением может являться непосредственное получение петрофизической модели параметра S на основе его керновых оценок и зарегистрированных показаний методов ГИС в опорных скважинах. Другим направлением может являться проведение петрофациального анализа с распределением петротипов в объеме рассматриваемой залежи и фиксированием наиболее вероятного значения параметра S для различных петротипов.

Поскольку одной из задач данной работы является получение взаимосогласованных алгоритмов для фильтрационно-емкостных свойств, петрофизическая модель проницаемости должна быть интегрирована в общую систему петрофизического обеспечения. Таким образом, в рамках концепции связанности порового пространства необходимо провести обоснование петрофизических моделей динамических ФЕС с учетом полученной модели абсолютной проницаемости. Указанная задача обуславливает изучение влияния связанности порового пространства и его изменения в результате взаимодействия флюидов с твердой фазой породы.

Как уже было отмечено, одним из перспективных направлений в построении геометрической модели проникновения флюидов в по-

ристую среду является теория протекания (перколяции). Задачу же изучения поведения перколяционных кластеров в зависимости от топологических особенностей порового пространства в рамках данной работы предлагается решать с помощью компьютерного 3D-моделирования.

4

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ГОРНЫХ ПОРОД С ПОМОЩЬЮ ТРЕХМЕРНЫХ ПЕРКОЛЯЦИОННЫХ РЕШЕТОК

4.1. Алгоритм построения решеточной перколяционной модели порового пространства горной породы

Решение ряда задач теории протекания (перколяции) обусловлено необходимостью моделирования объемных перколяционных систем, максимально формализующих те или иные свойства моделируемой среды. Для моделирования неупорядоченных систем широко используются методы Монте-Карло. При этом задачи моделирования сводятся к физическому или компьютерному созданию различных решеток, в которых случайным образом как «проводник» или «изолятор» маркируются элементы узлов (задача узлов), либо же считается, что все узлы являются «проводниками», а связи между ними могут быть случайным образом разорваны (задача связей) [109]. Указанные системы представляются изотропными, а вид решетки (простая кубическая, типа алмаза, гранецентрированная и т. п.) задается априорно перед непосредственным моделированием систем.

Для решения ряда прикладных задач, связанных с описанием процессов ориентированного «протекания» через неоднородную пористую среду, представляет интерес возможность моделирования объемных (3D) перколяционных решеток в виде комбинации задачи узлов и связей (рис. 4.1). Модель пористой среды представляется как кубическая решетка, в которой узлы случайным образом маркируются как проводящие и непроводящие с вероятностями P_u и $(1 - P_u)$ соответственно [23]. Каждый узел, в свою очередь, имеет или не имеет связь с бли-

жайшими 26 узлами в различных направлениях. Вероятность наличия связи относительной длиной $L_s = a/b$ (где a — средний размер узла, b — суммарный средний размер узла и связи) в произвольном направлении задается параметром $P_s[i]$, где $i = 1 \div 26$ — массив соответствующих направлений. Если моделируется изотропная система, то величина P_s будет одинаковой во всех направлениях. Доля связанных узлов (мощность протекаемого кластера) по отношению к общей доле всех проводников в системе отражается вероятностью P_{bk} , а по отношению к объему всей системы — вероятностью $E_k = P_u \cdot P_{bk}$. Величины P_u/L_s^3 , P_{bk} и E_k/L_s^3 отождествляются соответственно с общей пористостью (K_n), предельной нефтегазонасыщенностью ($K_{нг}$) и эффективным объемом порового пространства, которое потенциально могут занять углеводороды в породе, т. е. с эффективной пористостью ($K_{п.эфф}$). Формализация модели на базе указанных критериев поясняется рисунками 4.2 и 4.3.

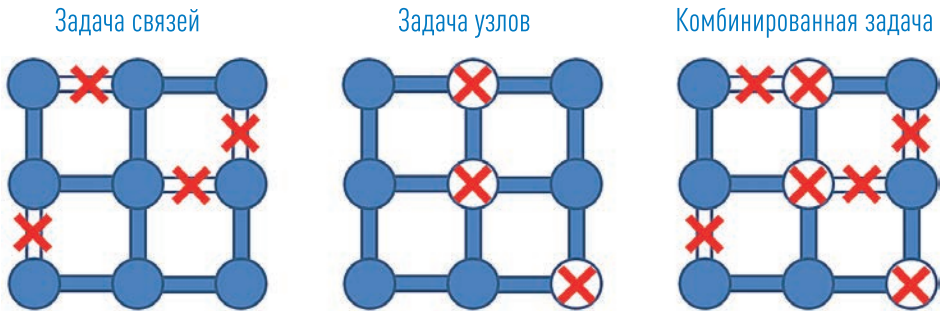


Рис. 4.1. Схематичное представление задачи связей, узлов и комбинированной задачи

Возможность моделирования массива фиксированных в заданных направлениях элементарных вероятностей $P_s[i]$ позволяет моделировать не только анизотропию, но некоторые кубические решетки (рис. 4.4).

Указанную решетку можно усложнить за счет возможности моделирования вытянутых в различных направлениях элементов (квазиэлементов) размером $a(x)$, $a(y)$, $a(z)$ (рис. 4.5). По умолчанию подразумевается, что в координатных осях XYZ связанность элементарных узлов анализируется вдоль оси Y . При этом сечение системы проводится

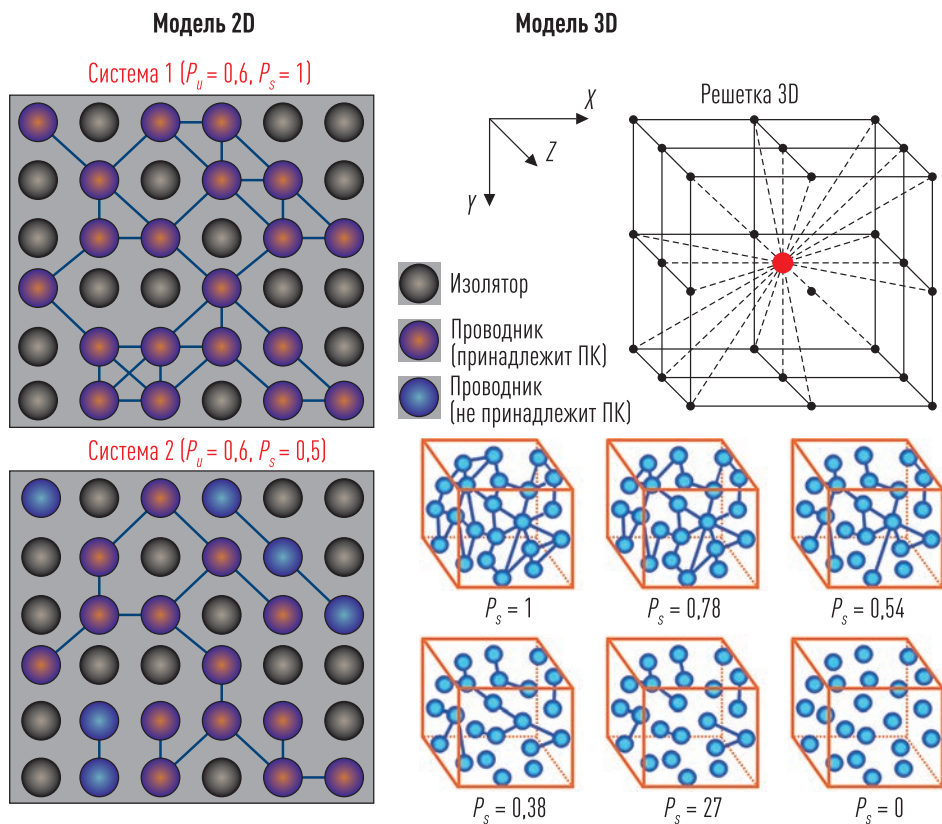


Рис. 4.2. Схематичное представление решетки, моделирующей системы с разной степенью связности проводящего пространства [19]

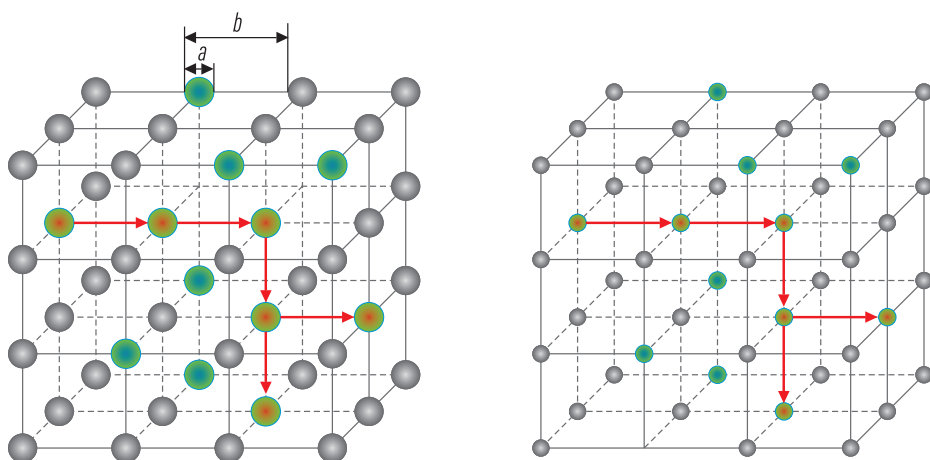


Рис. 4.3. Трансформация решеточной модели при увеличении значения L_s

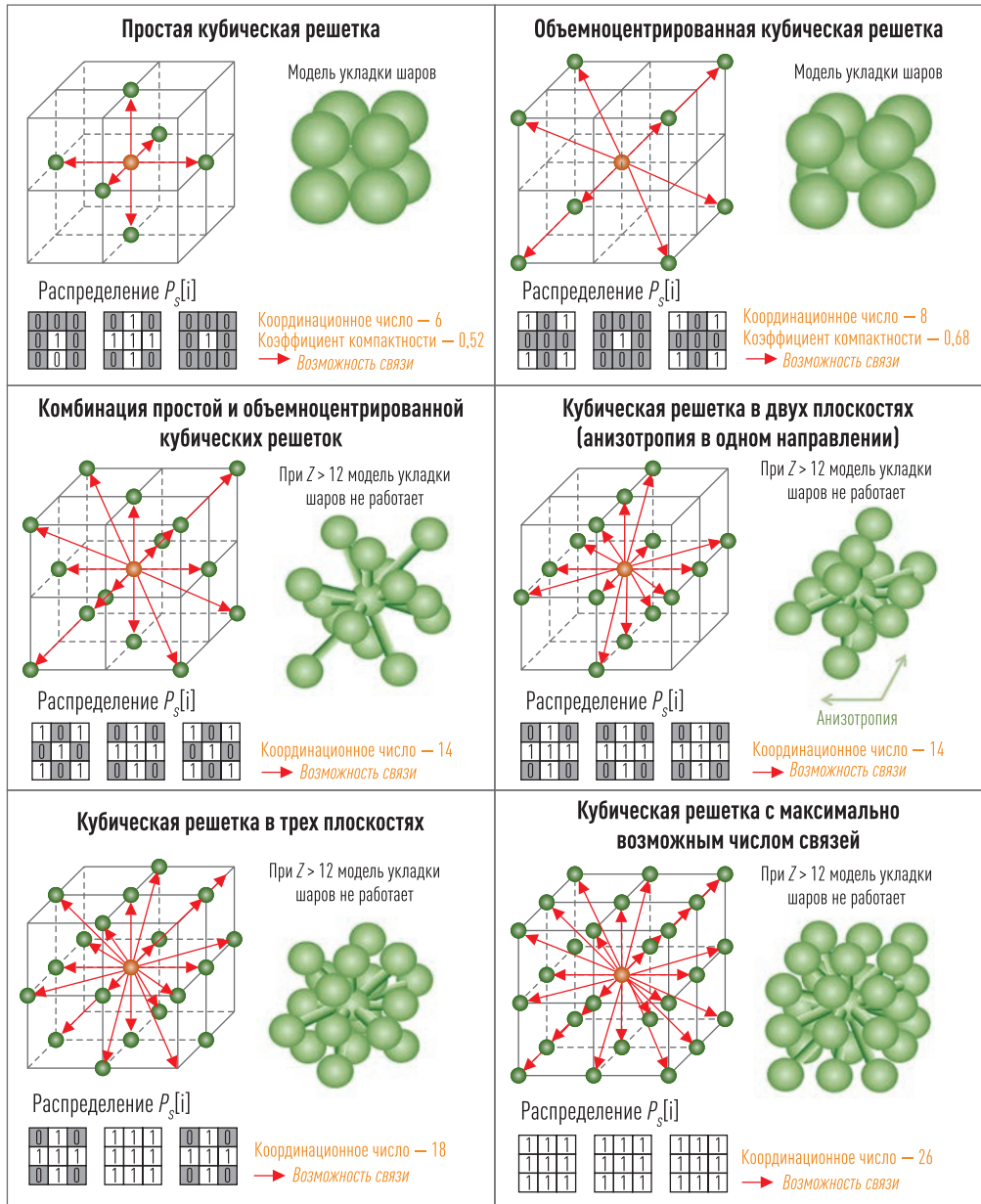


Рис. 4.4. Принцип моделирования некоторых кубических решеток

плоскостью XZ , а отдельный квазиэлемент представлен проводниками или непроводниками в зависимости от базовых вероятностей связи P_s для элементарных узлов внутри каждого квазиэлемента.

Единицей измерения размера структурного квазиэлемента и всей системы является узел объемной решетки (элементарный структурный элемент). Структурный квазиэлемент маркируется как «проводник» (1 — в цифровом, изначально нулевом битовом массиве), если случайным образом сгенерированное число в диапазоне от 0 до 1 больше заданной вероятности P_u при величине $P_s = 1$ для всех возможных направлений. Пример битового представления единичных срезов для систем с разными структурными элементами приведены на рисунках 4.7 и 4.8.

После формирования массива узлов решетки распределяется связанность между ними. В общем случае для отдельного узла наличие связи в любом из 26 направлений устанавливается, если случайным образом сгенерированное число в диапазоне от 0 до 1 больше заданной пороговой вероятности $P_s[i]$, при условии, что соседний элемент в этом направлении является проводником. В случае моделирования квазиэлементов указанная процедура осуществляется только в их объеме для случая, когда конкретный квазиэлемент маркируется как проводник (рис. 4.8).

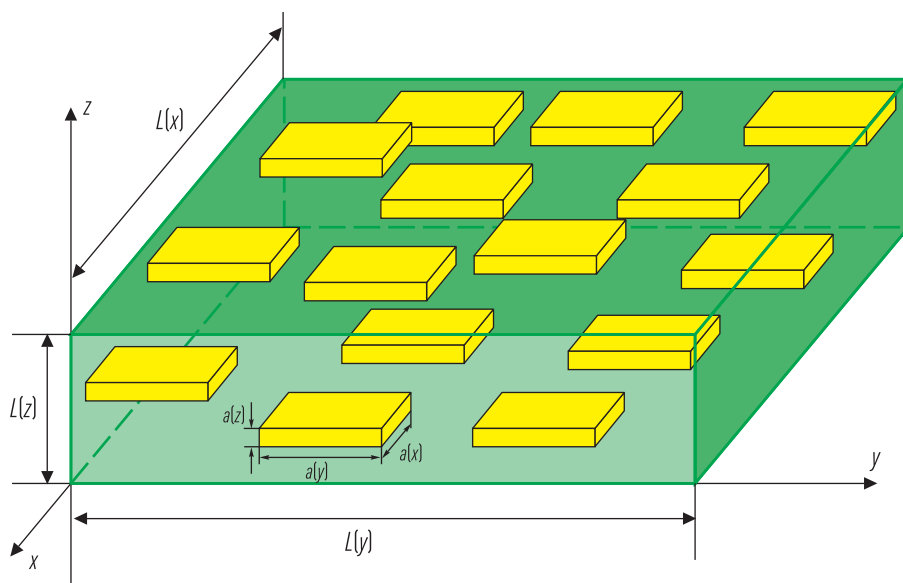


Рис. 4.5. Принцип моделирования структурных квазиэлементов

$Z=0$																				
$X=$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$Y=0$	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1
$Y=1$	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0
$Y=2$	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	1	1
$Y=3$	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
$Y=4$	0	0	1	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=5$	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=6$	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
$Y=7$	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0
$Y=8$	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=9$	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	0
$Y=10$	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=11$	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=12$	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0
$Y=13$	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=14$	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=15$	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1
$Y=16$	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=17$	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
$Y=18$	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	1
$Y=19$	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

$Z=1$																				
$X=$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$Y=0$	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
$Y=1$	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=2$	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0
$Y=3$	0	1	0	0	1	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0
$Y=4$	0	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	1	1
$Y=5$	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0
$Y=6$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
$Y=7$	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1
$Y=8$	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
$Y=9$	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0
$Y=10$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
$Y=11$	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0
$Y=12$	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
$Y=13$	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	0	0
$Y=14$	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Y=15$	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
$Y=16$	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
$Y=17$	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
$Y=18$	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	1
$Y=19$	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рис. 4.6. Пример битового представления структурных элементов проводящего пространства для случая $P_v = 0.25$, $a(x) = a(y) = a(z) = 1$

$Z=0$																				
$X=$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$\gamma=0$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
$\gamma=1$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
$\gamma=2$	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\gamma=3$	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\gamma=4$	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=5$	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=6$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=7$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=8$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=9$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=10$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
$\gamma=11$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
$\gamma=12$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
$\gamma=13$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
$\gamma=14$	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
$\gamma=15$	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
$\gamma=16$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0
$\gamma=17$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
$\gamma=18$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=19$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

$Z=1$																				
$X=$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$\gamma=0$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
$\gamma=1$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
$\gamma=2$	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\gamma=3$	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\gamma=4$	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=5$	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=6$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=7$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=8$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=9$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=10$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
$\gamma=11$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
$\gamma=12$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
$\gamma=13$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
$\gamma=14$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
$\gamma=15$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
$\gamma=16$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
$\gamma=17$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
$\gamma=18$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\gamma=19$	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рис. 4.7. Пример битового представления структурных элементов проводящего пространства для случая $P_v = 0,25$, $a(x) = 6$, $a(y) = 2$, $a(y) = 2$

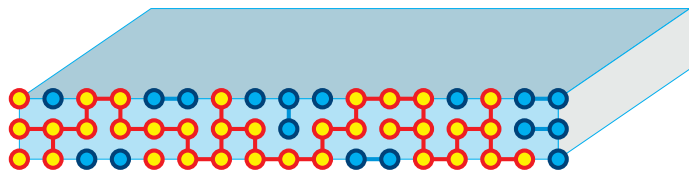


Рис. 4.8. Принцип моделирования связанности элементарных узлов внутри структурных квазиэлементов

Для каждого узла строится битовый массив размерности $\{3, 3, 3\}$, состоящий из 0 и 1. Единичный элемент массива говорит о том, что возможно протекание из текущего узла решетки в соседний узел, расположенный в направлении единичного элемента массива. Пример битового массива и соответствующий ему участок решетки приведены на рисунке 4.9. Битовые массивы направлений упаковываются в соответствующее целое число, которое является элементом массива 3D-связей узлов объемной решетки. Массив 3D-связей проводящих узлов полностью покрывает решетку.

4.2. Алгоритм моделирования поиска путей протекания

Моделирование процесса протекания сводится к поиску по массиву 3D-связей узлов непрерывных кластеров проводников и производится по следующему алгоритму [23]. По умолчанию сечение модели выполняется вдоль оси Z плоскостью XY , направление движения — в плоскости сечения оси X . Поиск очередного кластера на плоскости начинается с узла $\{n, 0\}$ и заканчивается в узлах, у которых массив направлений пуст. Пройденные узлы исключаются из рассмотрения. В плоскости модели $\{X, Y_0, Z\}$, от которой производится поиск проводящих путей, все проводящие элементы, связанные с проводниками плоскости $\{X, Y_1, Z\}$, приписываются к ПК. После этого анализируется каждый узел ПК $\{X_i, Y_0, Z_m\}$, где $i = 0, 1, 2, \dots, N_x$, $m = 0, 1, 2, \dots, N_z$; N_x и N_z — размеры системы в соответствующих направлениях. Для каждого анализируемого узла, как из вершины, строится иерархический список связанных с ним других проводящих узлов. При этом все связанные узлы списка относятся к ПК. В процессе построения по нему

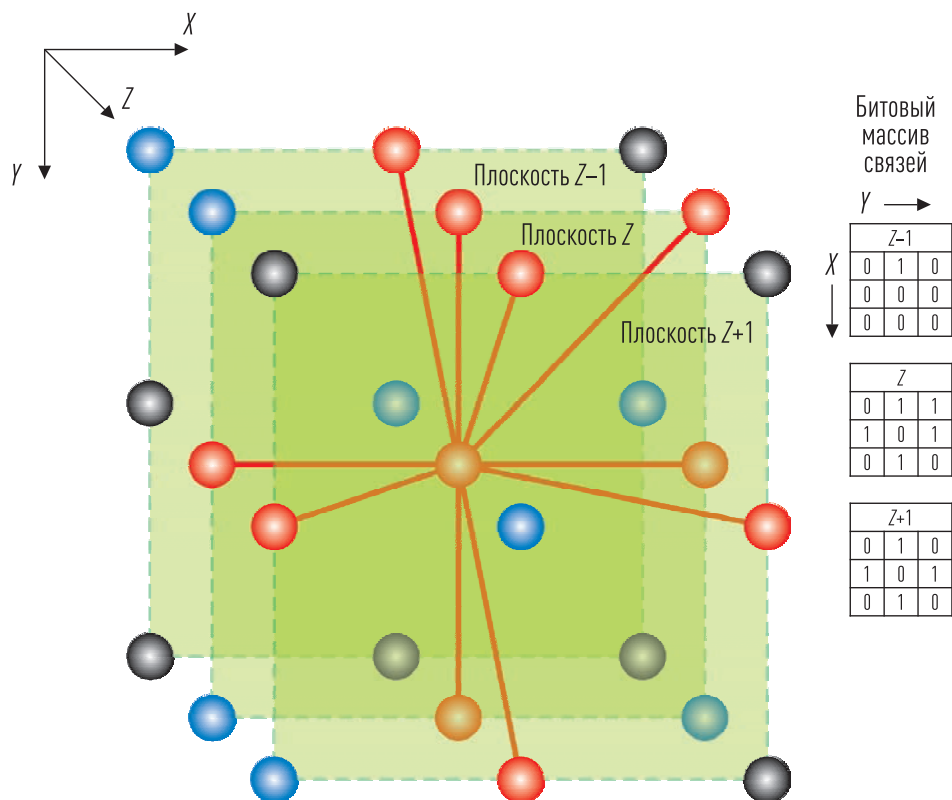


Рис. 4.9. Пример представления битового массива связей

прослеживаются все возможные линии протекания. Когда линия доходит до узла с нулевым массивом направлений, она обрывается, и алгоритм начинает возвращаться по этой линии в поисках узла с ненулевым массивом направлений. В найденном узле из массива направлений выбирается очередное ненулевое направление, после чего строится следующая линия протекания. Когда массив направлений вершины списка станет нулевым, выбирается следующий ненулевой узел $\{X_i, Y_0, Z_m\}$. Он становится вершиной следующего списка и т. д. (рис. 4.10). Поиск путей протекания прекращается, когда в системе не останется ни одного связанного с плоскостью $\{X_i, Y_0, Z_m\}$ проводника с ненулевым массивом направлений. Таким образом, все геометрически связанные с начальной плоскостью протекания проводники маркируются как протекаемый кластер (ПК).

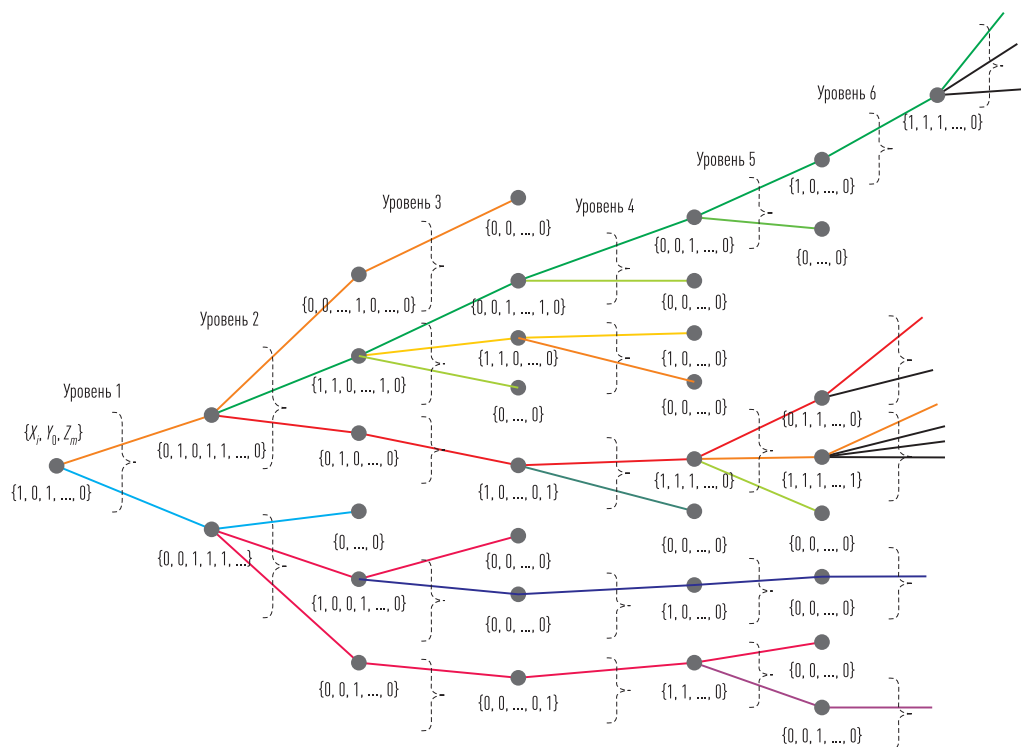


Рис. 4.10. Общий принцип поиска путей «протекания»

4.3. Компьютерная программа моделирования перколяционных 3D-систем «Петрокластер»

Вышеописанный алгоритм был реализован в компьютерной программе «Петрокластер» (авторы: Беляков Е. О., Сонова Л. Н., 2005). Основным рабочим интерфейсом программы является технологический экран «Моделирование» (рис. 4.11), который состоит из параметров и функций, обеспечивающих построение сложной кубической решетки образца, моделирование кластеров протекания, просмотр и вращение полученного ПК в режиме 3D-отображения, построение 2D-сечений ПК и проводников в различных плоскостях.

При построении решетки случайным образом формируется массив вершин. Размеры массива задаются в пикселях, в специальных окнах. Минимальный структурный элемент — это один пиксель. Произволь-

ный структурный квазиэлемент можно задать, указав его размеры в виде количества элементарных узлов по трем направлениям в величинах $a(x)$, $a(y)$, $a(z)$. Свойство вершин «проводник/непроводник» присваивается не каждой отдельной вершине, а всем вершинам структурного элемента. В окне «Вероятность» вводится значение пороговой вероятности для определения проводящего свойства вершин структурного элемента.

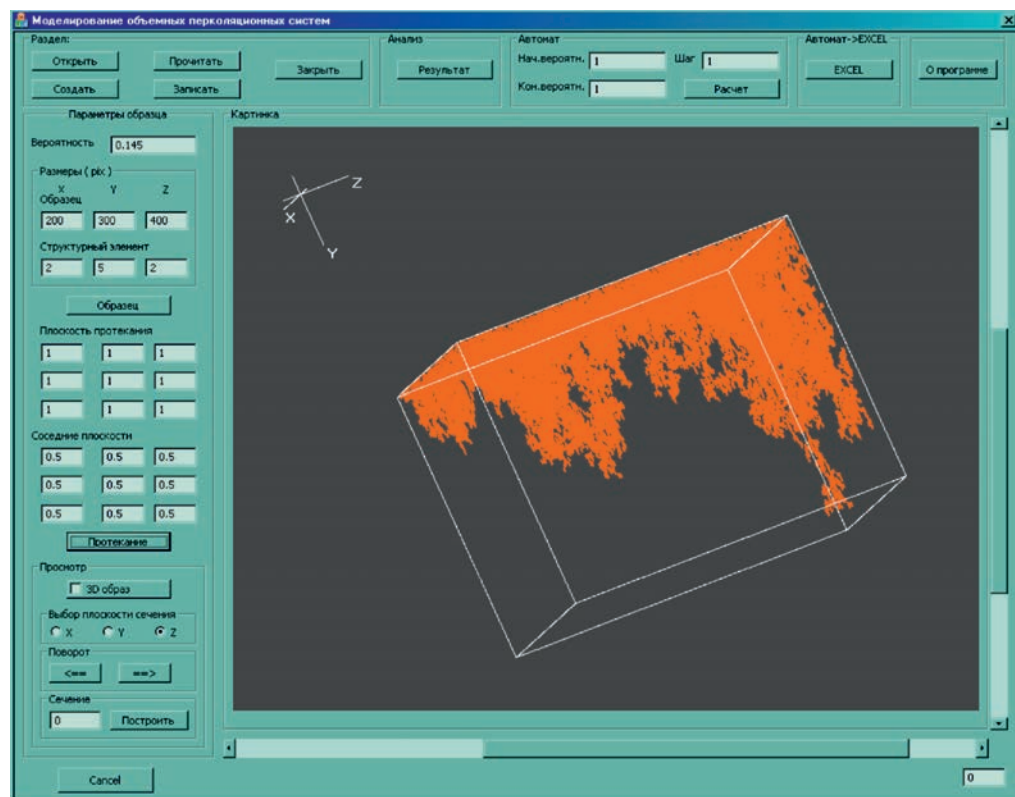


Рис. 4.11. Рабочая область технологического экрана «Моделирование» программы «Петрокластер»

Функция «Образец» выполняет построение решетки образца и отображает его на экране. Эту функцию можно выполнять многократно, изменяя параметры. Каждый следующий вариант замещает предыдущий. Если рассмотреть фрагмент кубической решетки, то в центре находится текущая вершина решетки. Остальные вершины являются для

нее соседними. Вершины делятся на проводники и непроводники. Между ними существуют связи также двух типов: проводящие или непроводящие. Проводящие связи могут быть только между проводниками. При этом между проводниками может быть и непроводящая связь. Тип связи определяется на основе двух массивов вероятностей. Размерность массивов — это количество соседних вершин на плоскости сечения образца вдоль направления протекания. На рисунке 4.12 представлен фрагмент решетки, движение направлено вдоль оси X .

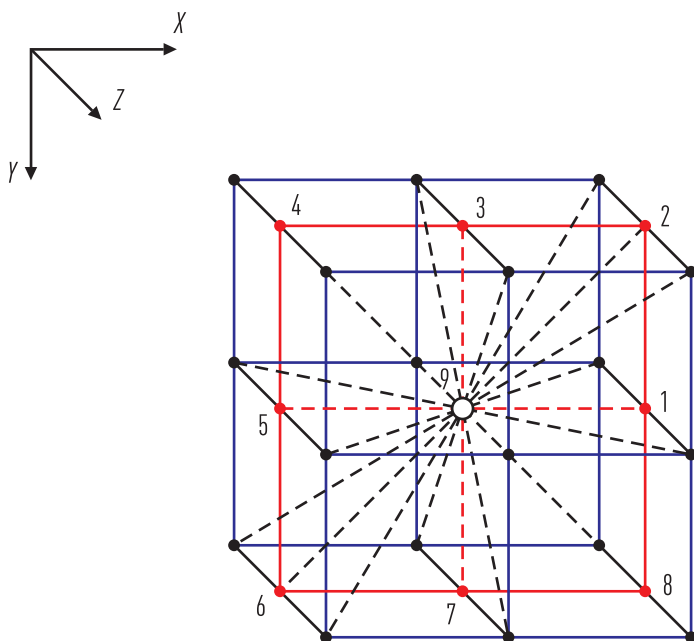


Рис. 4.12. Плоскость протекания в единичном фрагменте решетки

Кнопка «Построить» в разделе «Сечение» обеспечивает выдачу на экран технологического окна для работы со срезами образца (рис. 4.13). На экран одновременно можно выдать несколько таких окон. Кнопка «Мульти» позволяет проследить изменение сечения для ПК, ПК + проводники, которые не относятся к ПК, или только лишь проводников в заданном направлении в виде анимированного ролика.

Группа функций «Раздел» реализует интерфейс ввода/вывода в файл типа *.zon для цифровой модели образца. Функция «Результат»

раздела «Анализ» рассчитывает параметр протекания для каждого сечения образца в направлении движения и записывает полученные данные в файл типа *.txt. Функция «Расчет» раздела «Автомат» позволяет выполнить последовательность циклов моделирования и расчета параметров протекания. Количество циклов задается в виде диапазона изменения пороговой вероятности и шага ее изменения. В процессе выполнения формируется файл типа *.cls. Функция «EXCEL» раздела «Автомат-->EXCEL» формирует таблицу значений общей доли проводников и доли проводников, принадлежащих к протекаемому кластеру в каждом слое модели вдоль направления поиска путей протекания. Данные для таблицы берутся из файла *.cls. Затем вызывает EXCEL и передает ему эту таблицу в качестве входного параметра.

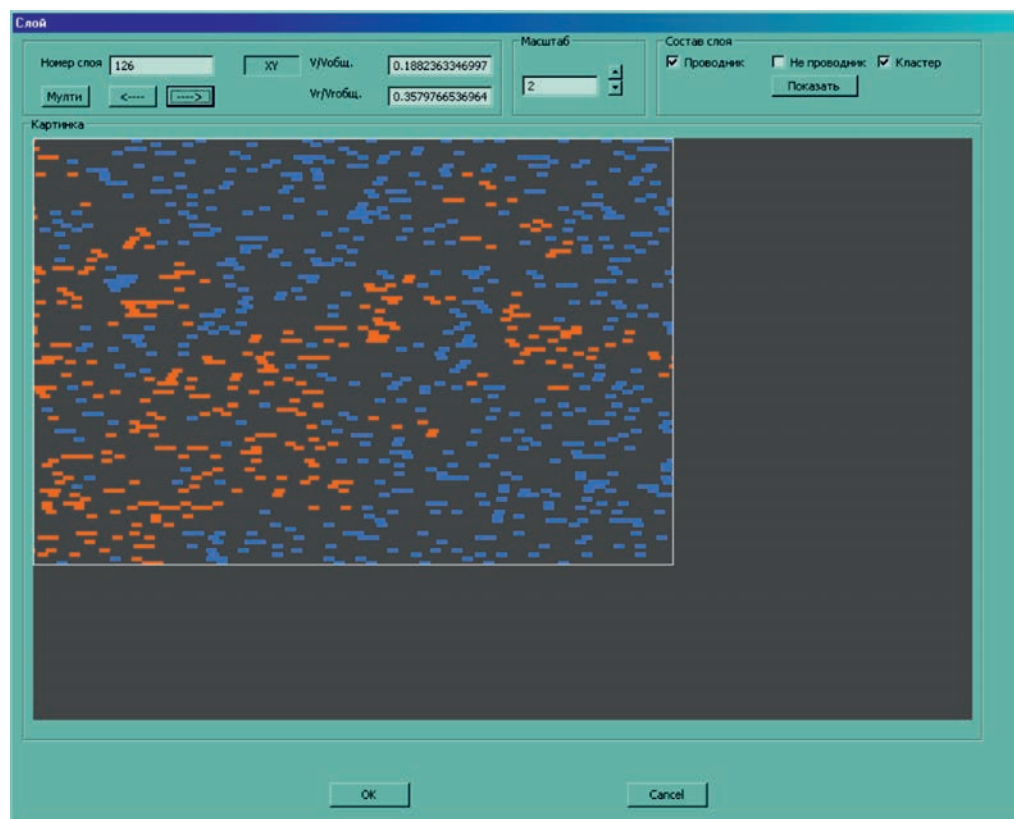


Рис. 4.13. Рабочая область программы «Петрокластер» для отображения сечений модели

4.4. Основные результаты моделирования перколяционных 3D-систем

Основной задачей моделирования является изучение геометрии протекаемых кластеров (ПК). Принципиальное отличие ПК от бесконечного кластера (БК) заключается в том, что ПК образуется в системах конечного размера. Точкой образования ПК в системе размером $L(x) = L(y) = L(z) = N$ будем считать возникновение геометрической связанности проводников между начальной $XZ(1)$ и конечной $XZ(N)$ плоскостями системы. В случае если такая связанность отсутствует, полученный кластер будем называть изолированным (ИК). Очевидно, что количество плоскостей $XZ(j < N)$ будет влиять на вероятность образования ПК (рис. 4.14). Чем меньше значение j , тем выше вероятность протекания при прочих равных условиях. Также очевидно, что при достаточно больших значениях N ПК будет приближаться к БК. Важным моментом следует считать не сам факт протекания конечной системы, а образование в ней несходящегося кластера, который обуславливает возможность протекания при $XZ(N \rightarrow \infty)$, т. е. когда размер системы вдоль направления поиска путей протекания (координата Y) стремится к бесконечности. При этом получаемый ПК не тождественен БК в силу конечности размеров системы по координатам X и Z . В качестве примера на рисунке 4.14, в приведена реализация системы со следующими параметрами: $L(x) = 200$, $L(y) = 200$, $L(z) = 200$, $P_s[i] = 1$ (т. е. все связи имеют одно значение $= 1$), $P_u = 0.0990$. Как видно из рисунка, в данной реализации образовался ПК. На рисунке 4.15 приведена система $L(x) = 200$, $L(y) = 600$, $L(z) = 200$, $P_s[i] = 1$, $P_u = 0.0993$, размер которой вдоль координаты Y в три раза больше. Как видно из рисунка, в данном случае ПК не образовался. Для образования ПК необходимо увеличивать значение P_u . На рисунке 4.16 показана реализация, при которой система стала протекаемой. Величина P_u при этом составила 0,0994. Таким образом, параметры ПК в точке его образования существенным образом зависят от соотношения размеров системы и слагающих ее элементов. В таблице 4.1 приведена информация о параметрах единичной (случайной) реализации ПК при различных соотношениях размеров систем

$L(x)$, $L(y)$, $L(z)$ для фиксированных значений $P_s[i]$. Как видно из таблицы, существует тенденция снижения величины $P_c(\text{ПК})$, характеризующей вероятность P_u , при которой образуется ПК с относительным увеличением размеров системы. Кроме того, наблюдается увеличение $P_c(\text{ПК})$ при снижении $P_s[i]$. Доля проводящего кластера относительно объема проводников P_{bk} снижается по мере уменьшения $P_s[i]$.

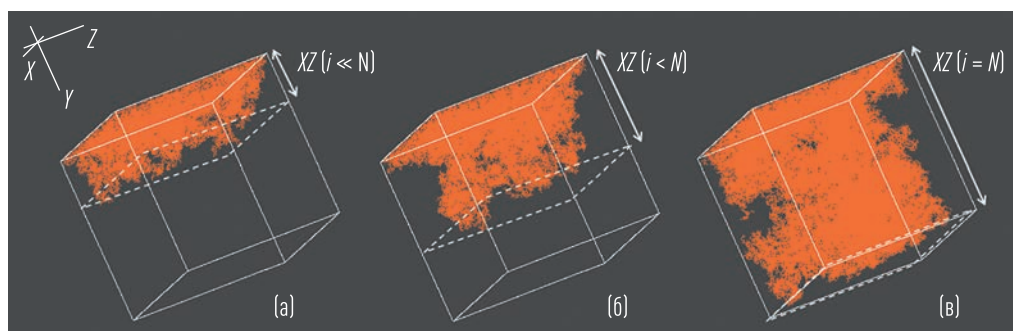


Рис. 4.14. Пример образования ИК и ПК в системе $L(x) = L(y) = L(z) = 200$, $P_s[i] = 1$; $P_u = 0,0970$ (а), $P_u = 0,0980$ (б), $P_u = 0,0990$ (в)

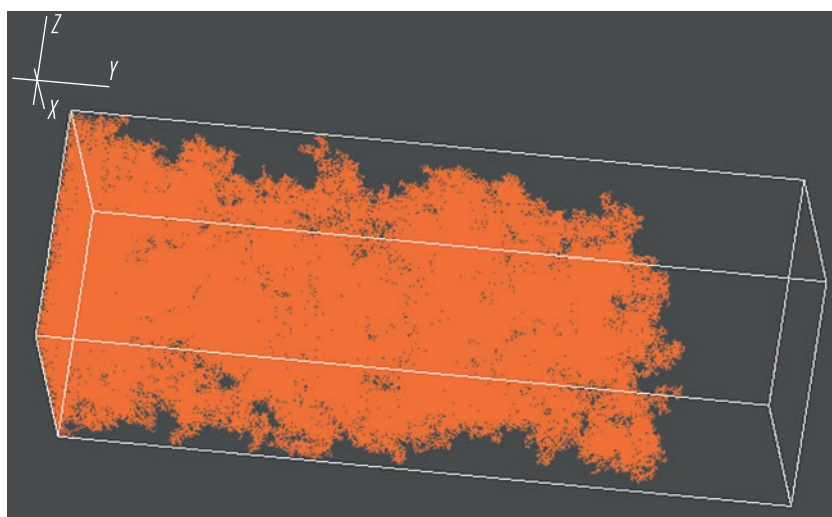


Рис. 4.15. Пример реализации ИК в системе $L(x) = 200$, $L(y) = 600$, $L(z) = 200$, $P_s[i] = 1$, $P_u = 0,0993$

Таким образом, установлено существенное влияние размеров системы $L(x)$, $L(y)$, $L(z)$ на поведение ПК в окрестности порога протекания.

В связи с этим представляет интерес изучение среднего размера сечения ПК. Очевидно, что при последовательном уменьшении среднего размера сечения при удалении от плоскости начала протекания по факту будем иметь ИК, который на меньших размерах $L(y)$ будет проявлять себя как ПК (рис. 4.17). В случае когда среднестатистические размеры сечения ПК перестают зависеть от $L(y)$ (не сходящийся ПК), можно говорить о том, что такой ПК проявляет себя подобно БК.

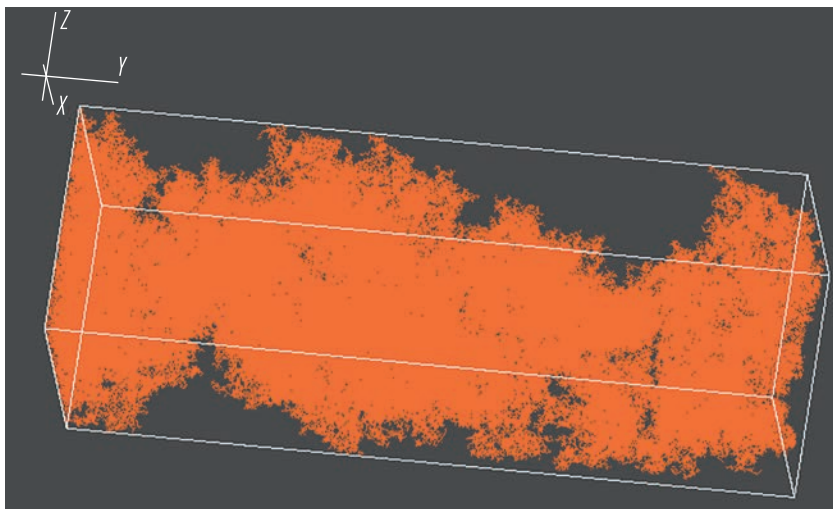


Рис. 4.16. Пример реализации ПК в системе $L(x) = 200$, $L(y) = 600$, $L(z) = 200$, $P_s[i] = 1$, $P_u = 0,0994$

При этом следует отметить, что конечные размеры системы обуславливают вероятностную характеристику единичной реализации. То есть для получения наиболее вероятного сценария требуется выполнение статистически представительного числа реализаций с фиксированными параметрами. С увеличением размеров системы дисперсия параметров уменьшается. В связи с этим все дальнейшие результаты будут представлены в виде средних характеристик по итогам проведения от нескольких десятков (при больших размерах системы) до нескольких сотен (при относительно небольших размерах системы) итераций при фиксированных вероятностных параметрах P_u , $P_s[i]$ и при размерах $L(x)$, $L(y)$, $L(z)$ системы.

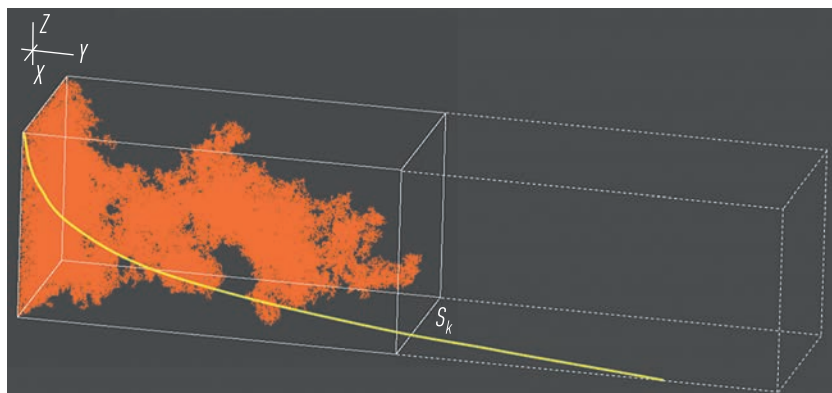


Рис. 4.17. Пример сходящегося протекаемого кластера (ПК), который при увеличении размера $L(y)$ системы становится изолированным (ИК)

На рисунке 4.18 приведено сопоставление относительного сечения ПК — S_k с номером плоскости $XZ[j]$ для систем различных сечений $R = L(x) = L(z) = 100$, $R = L(x) = L(z) = 120$, $R = L(x) = L(z) = 140$, $R = L(x) = L(z) = 160$, $R = L(x) = L(z) = 200$, $R = L(x) = L(z) = 300$, $R = L(x) = L(z) = 350$, $R = L(x) = L(z) = 370$, $R = L(x) = L(z) = 400$, при фиксированном значении $L(y) = 400$ в окрестности порога протекания $P_c(\text{ПК}) = 0,0992$. С учетом соотношений размеров минеральных зерен в породе указанные размеры перколяционных систем можно соотнести с размерами текстурнооднородных образцов керна следующим образом. Для песчаников и алевролитов максимальный масштаб структурной неоднородности можно принять порядка 0,2–0,5 мм (размер песчаных зерен). Соответственно, оценить эквивалентность размеров перколяционных систем и образцов горных пород можно как $L(x) = L(y) = L(z) = 100$, эквивалентно кубическому образцу породы со стороной 2–5 см при $L_s = 1$ и 4–10 см при $L_s = 2$, а система $L(x) = L(y) = L(z) = 400$ — образцу со стороной порядка 8–20 см при $L_s = 1$ и 16–40 см при $L_s = 2$.

Как видно из рисунка 4.18, в окрестности порога протекания P_c доля проводников ПК относительно доли всех проводящих элементов сечения плоскости $XZ[j]$ (S_k) существенно зависит от размера стороны R плоскости XZ . Данный факт обусловлен следующими обстоятельствами. При приближении к границе системы ПК снижает свою плотность по

причине обрыва обратных цепочек. Схематичный пример такого поведения ПК иллюстрирует рисунок 4.19.

Таблица 4.1. Параметры в точке образования ПК для единичной реализации систем различных размеров при фиксированных значениях вероятности связи $P_s[l] = \text{const}$

№ п/п	$L(x)$	$L(y)$	$L(z)$	$P_s[l]$	$P_c(\text{ПК})$	$P_{\text{жк}}(P_c)$	$E_k(P_c)$
1	100	400	100	1,0	0,1015	0,3250	0,0330
2	100	100	100	1,0	0,0990	0,2690	0,0266
3	100	400	400	1,0	0,0990	0,1730	0,0170
4	200	200	200	1,0	0,0985	0,1320	0,0130
5	200	400	200	1,0	0,0985	0,1610	0,0160
6	400	400	200	1,0	0,0980	0,1850	0,0180
7	400	400	400	1,0	0,0980	0,1600	0,0156
8	100	400	100	0,8	0,1160	0,2530	0,0290
9	100	100	100	0,8	0,1135	0,2100	0,0240
10	100	400	400	0,8	0,1145	0,1690	0,0190
11	200	200	200	0,8	0,1136	0,1760	0,0200
12	200	400	200	0,8	0,1138	0,1460	0,0166
13	400	400	200	0,8	0,1131	0,1550	0,0175
14	400	400	400	0,8	0,1131	0,1440	0,0160
15	100	400	100	0,6	0,1410	0,2230	0,0310
16	100	100	100	0,6	0,1370	0,1640	0,0220
17	100	400	400	0,6	0,1380	0,1810	0,0250
18	200	200	200	0,6	0,1373	0,1600	0,0220
19	200	400	200	0,6	0,1374	0,1190	0,0164
20	400	400	200	0,6	0,1374	0,1414	0,0194
21	400	400	400	0,6	0,1373	0,1260	0,0173
22	100	400	100	0,4	0,1850	0,1770	0,0330
23	100	100	100	0,4	0,1820	0,1330	0,0240
24	100	400	400	0,4	0,1835	0,1210	0,0220
25	200	200	200	0,4	0,1830	0,1210	0,0220
26	200	400	200	0,4	0,1820	0,0930	0,0169
27	400	400	200	0,4	0,1820	0,1465	0,0268
28	400	400	400	0,4	0,1820	0,1240	0,0226

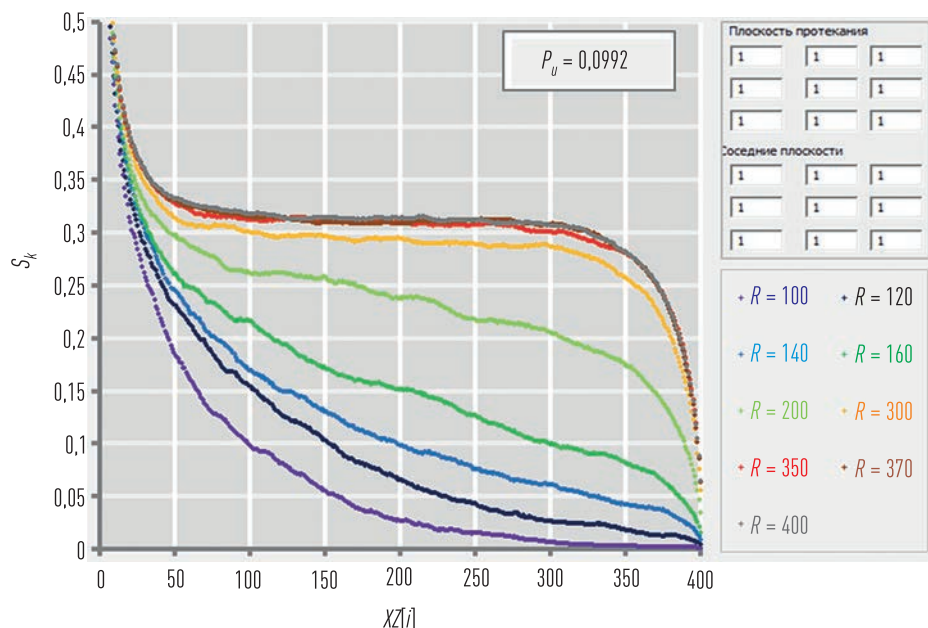


Рис. 4.18. Распределение средней относительной доли элементов ПК (S_k) в общем количестве проводящих элементов для сечения соответствующей плоскости $XZ[i]$ в системах $R = L(x) = L(z) = 100$, $R = L(x) = L(z) = 120$, $R = L(x) = L(z) = 140$, $R = L(x) = L(z) = 160$, $R = L(x) = L(z) = 200$, $R = L(x) = L(z) = 300$, $R = L(x) = L(z) = 350$, $R = L(x) = L(z) = 370$, $R = L(x) = L(z) = 400$ при фиксированных значениях $L(y) = 400$ и $P_s[i] = 1$ в окрестности порога протекания $P_c(\text{ПК}) = 0,0992$ (статистика — 200 итераций на 1 точку)

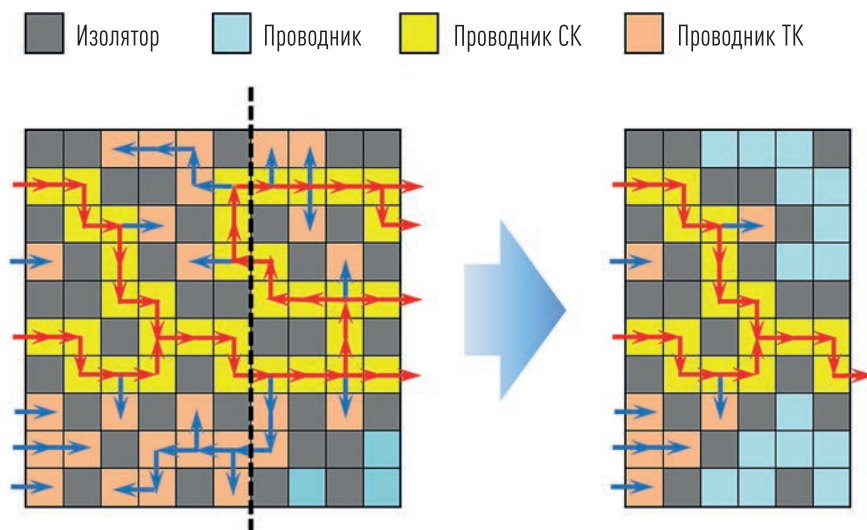


Рис. 4.19. Схематическое пояснение снижения плотности ПК у границы модели за счет разрыва обратных цепочек

Эффект обрыва обратных цепочек связан с наличием границы модели, которая не позволяет связать приближенные к поверхности отдельные ИК в общий ПК. Характерный размер этой приповерхностной области определяется корреляционной длиной ζ . При $P_s[i] = 1$ в окрестности порога протекания корреляционная длина описывается формулой (3.51). Таким образом, чем больше относительный размер системы, тем меньше выражен поверхностный эффект. Рисунок 4.18 позволяет оценить условный размер $R > 350$, при котором сечение ПК практически перестает изменяться. С учетом этого для оптимизации времени моделирования в дальнейшем используются системы размером $400 \times 400 \times 400$ элементов.

На рисунках 4.20 и 4.21 показаны примеры априорной оценки $P_c(\text{ПК})$ для двух регулярных решеток. Главным критерием образования ПК является возникновение в системе несходящегося проводящего кластера. При этом относительный размер ПК характеризуется конечной величиной $P_{bk}(P_c)$, которую можно считать универсальным критерием, разделяющим системы на проводящие и непроводящие при их относительно больших размерах $L(x) = L(y) = L(z) > 350$. Универсальность данной величины заключается в ее независимости от размера связи L_s , поскольку она выражена в относительных единицах от доли проводящих элементов, а не от доли всех элементов (условного объема) системы.

При снижении вероятности $P_s[i]$ наблюдается снижение величины $P_{bk}(P_c)$ (рис. 4.22). При этом данное снижение связано с уменьшением горизонтальных составляющих $P_s[i(g)]$, ориентированных по направлению поиска путей протекания. При снижении вертикальных составляющих $P_s[i(v)]$ относительно горизонтальных $P_s[i(g)]$, величина $P_{bk}(P_c)$ увеличивается. Кроме того, отмечается также снижение влияния поверхностных эффектов с уменьшением $P_s[i]$ в любом направлении.

Одним из классических постулатов теории протекания является степенная функция, выражающая долю узлов $\{P_{bk}\}$, принадлежащих ПК вблизи порога протекания (формула (3.50)). На рисунке 4.23 приведена зависимость величины $E_k = P_{bk} \cdot P_u$ от доли проводящих узлов P_u при фиксированных значениях $P_s[i]$ и относительной длине связи $L_s = 1$. Точками

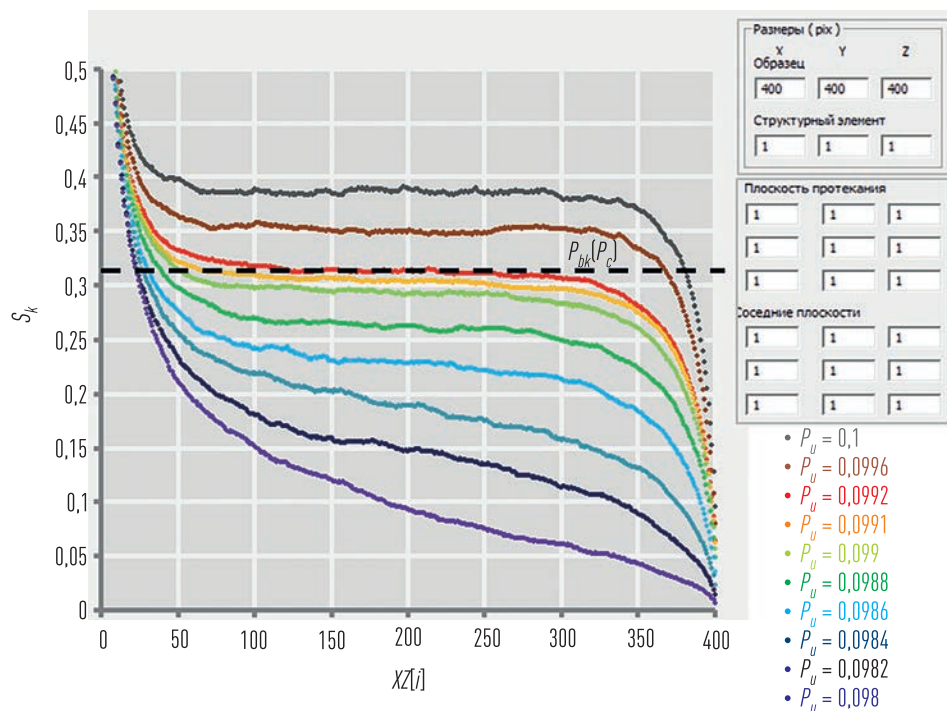


Рис. 4.20. Пример приближенной оценки $P_c(\text{ПК}) \approx 0,0992$ и $P_{bk}(P_c) \approx 0,31 \div 0,32$ для системы с параметрами $L(x) = L(y) = L(z) = 400$; $P_s[l] = 1$ (200 итераций на 1 точку) по изменению сечения S_k ПК в плоскостях $XZ[l]$ вдоль оси Y модели

на рисунке обозначены результаты компьютерного моделирования в программе «Petroclaster», а сплошными линиями — рассчитанные по формуле (3.50) значения. Затемненная область на рисунке ограничивает интервал, в котором указанная формула удовлетворительно описывает получаемые при моделировании результаты (т. н. окрестность порога протекания). Для изотропных моделей, представленных на рисунке 4.22, в окрестности порога протекания при $P_u > P_c(\text{ПК})$ можно записать следующее выражение:

$$E_k = 0,485 \cdot P_s^{-0,25} \cdot \{P_u - 0,096 \cdot P_s^{-0,72}\}^{0,4}. \quad (4.1)$$

Опытным путем было установлено, что математическое описание доли ПК в модели во всем диапазоне изменения моделируемых параметров с учетом вероятности наличия связи P_s и ее длины L_s можно проводить по следующей формуле:

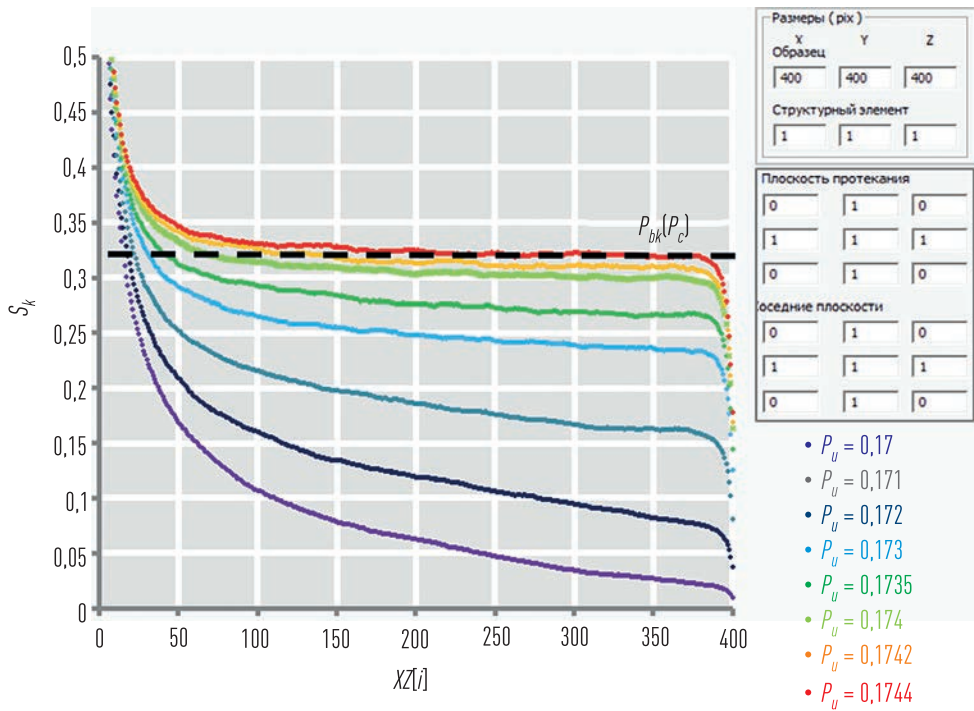


Рис. 4.21. Пример приближенной оценки $P_c(\text{ПК}) \approx 0,0992$ и $P_{bk}[P_c] \approx 0,31 \div 0,32$ для простой кубической решетки с параметрами $L(x) = L(y) = L(z) = 400$; [200 итераций на 1 точку] по изменению сечения S_k ПК в плоскостях $XZ[j]$ вдоль оси Y модели

$$\frac{E_k}{L_s^3} = \frac{P_u}{0,01 \cdot L_s^3} \cdot \left(100 - \frac{B}{\left(\exp \left[A \cdot \left(\frac{P_u}{0,01 \cdot L_s^3} \right)^F - S \right] + C \right)^D} \right), \quad (4.2)$$

где A, B, C, D, G, F, S — переменные, зависящие от типа решетки и величин P_s и L_s .

На рисунке 4.24 приведена зависимость величины E_k от доли проводящих узлов P_u при фиксированных значениях $P_s[j]$ (шифр точек и линий) и относительной длиной связи $L_s = 1$ (решетка № 1), на которой точками показаны результаты компьютерного моделирования,

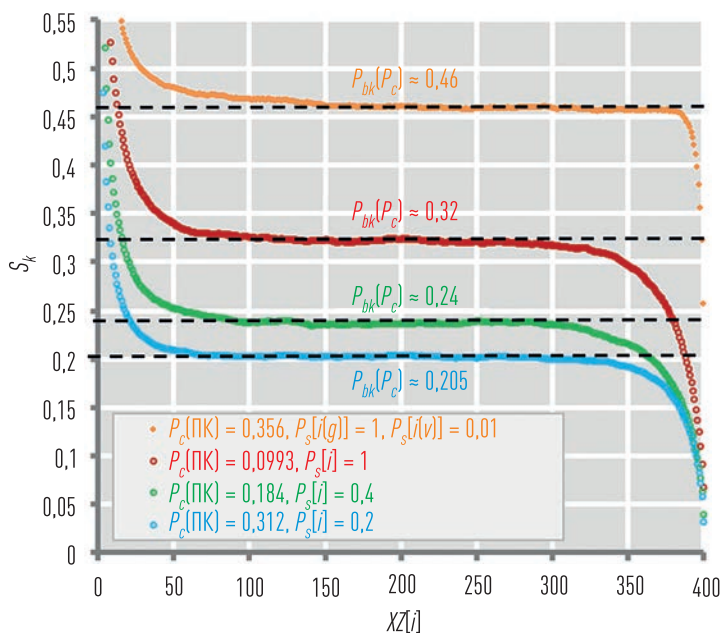


Рис. 4.22. Пример приближенной оценки $P_c(ПК)$ для систем размером $L(x) = L(y) = L(z) = 400$ при различных величинах $P_s[l] = 1, P_s[l] = 0,4, P_s[l] = 0,2, P_s[l(v)] = 0,01, P_s[l(g)] = 1$ (200 итераций на 1 точку) по изменению сечения S_k ПК в плоскостях $XZ[l]$ вдоль оси Y модели

а сплошными линиями — расчеты по формуле (4.2). Пунктирной серой линией показана область начала формирования несходящихся кластеров. В числовой матрице на рисунке показано распределение вероятностей $P_s[l]$ в битовом массиве связей. Для этого варианта системы были получены следующие значения коэффициентов формулы (4.2): $A = 0,02$; $B = 50$; $D = P_s$. Коэффициенты F, S, C зависят от величины P_s . Графический вид этих зависимостей приведен на рисунке 4.25. Для изучения вклада относительной длины связи L_s была построена зависимость E_k/L_s^3 от P_u/L_s^3 для фиксированного значения $P_s[l] = 0,2$ при различных значениях L_s (решетка № 2). Результат сопоставления модельных и расчетных значений показан на рисунке 4.26. Пунктирной серой линией показана область начала формирования несходящихся кластеров. Значения коэффициентов $A = 0,02$; $B = 50$ не изменились. Коэффициент D определяется как $D = L_s - 0,8$. Коэффициенты F, S, C зависят от величины L_s (рис. 4.27). Стоит отметить подобное поведение решеток

№ 1 и № 2, связанное с похожим влиянием величин P_s и L_s на общий результат в координатах E_k/L_s^3 и P_u/L_s^3 . То есть при определенных соотношениях величин P_s и L_s наблюдаются подобные зависимости в указанных координатах.

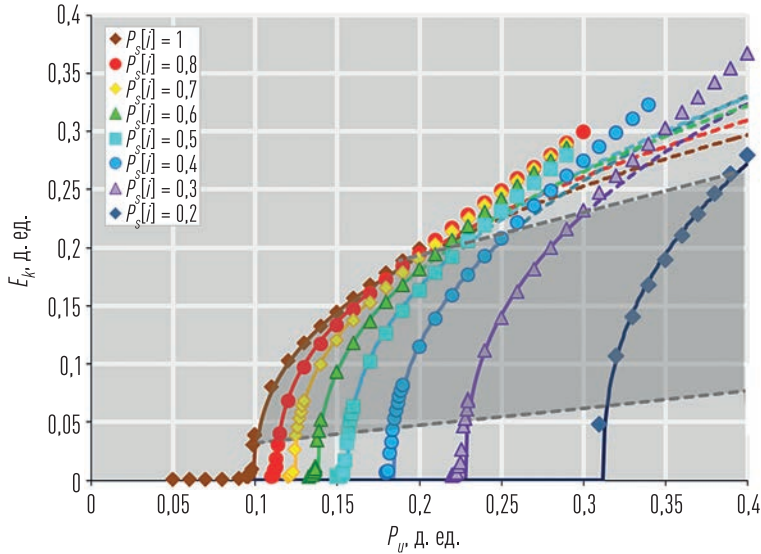


Рис. 4.23. Сопоставление параметров E_k и P_u при различных значениях $P_s[j]$ и $L_s = 1$ для системы $L(x) = L(y) = L(z) = 400$. Точки — результат компьютерного моделирования, линии — расчет по формуле (4.1)

Моделирование анизотропии проводилось несколькими способами. Первый способ заключается в снижении вертикальной составляющей $P_s[i(v)]$ (поперек направления поиска путей протекания) для вероятностей $P_s[i]$. В пределе, когда все вертикальные вероятности $P_s[i(v)] = 0$, задача сводится к протеканию в плоской решетке (2D). На рисунке 4.32,а показан пример 3D-реализации такого случая. На рисунке 4.32,б показано сечение ПК плоскостью ZY по центральной части моделируемой системы. По сути, 3D ПК представляет собой набор плоскопараллельных 2D-плоскостей, не связанных друг с другом. Граничные величины $P_c(\text{ПК})$ систем будут соответствовать решениям для плоских решеток. В плоскости сечений $XY[j]$ получаемые ПК также будут вести себя так же, как и на 2D-решетках.

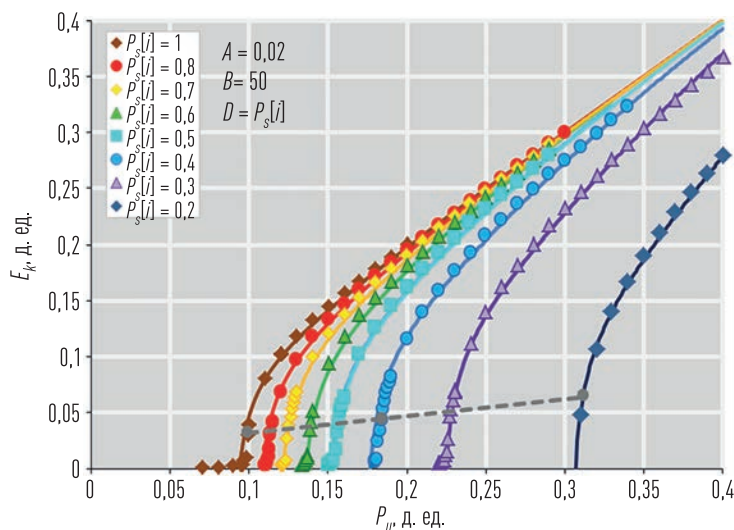


Рис. 4.24. Сопоставление параметров E_k и P_u при различных значениях $P_s[j]$ и $L_s = 1$ для системы $L(x) = L(y) = L(z) = 400$ (решетка № 1). Точки — результат компьютерного моделирования, линии — расчет по формуле (4.2)

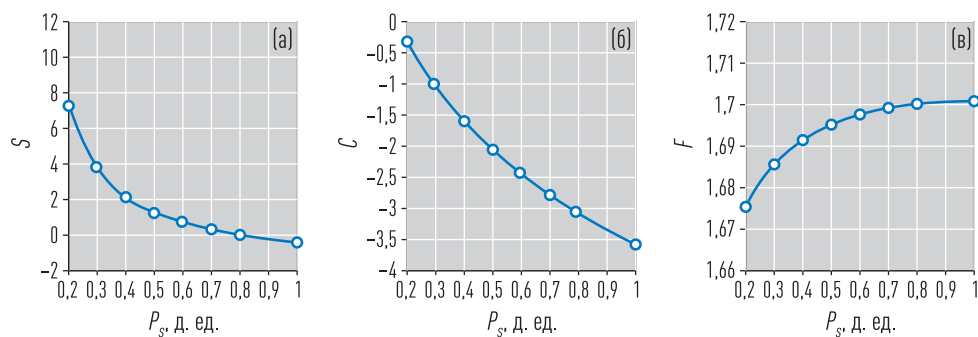


Рис. 4.25. Зависимости коэффициентов S (а), C (б), A (в) в формуле (4.2) от вероятности наличия связи $P_s[j]$ при $L_s = 1$ для решетки № 1

Влияние конечности размеров системы на поведение ПК смоделировано уменьшением размера решетки № 1 в десять раз (решетка № 3). На рисунке 4.28 показаны сопоставления параметров E_k и P_u при различных $P_s[j]$, а на рисунке 4.29 — соответствующие зависимости коэффициентов, входящих в формулу (4.2). Константами в данной реализации являются: $B = 50$, $C = 0,0065$, $D = 0,13$. Как видно, относительно базовой решетки № 1 коэффициент B не изменился, а коэффициенты A , F и S зависят от величины $P_s[j]$.

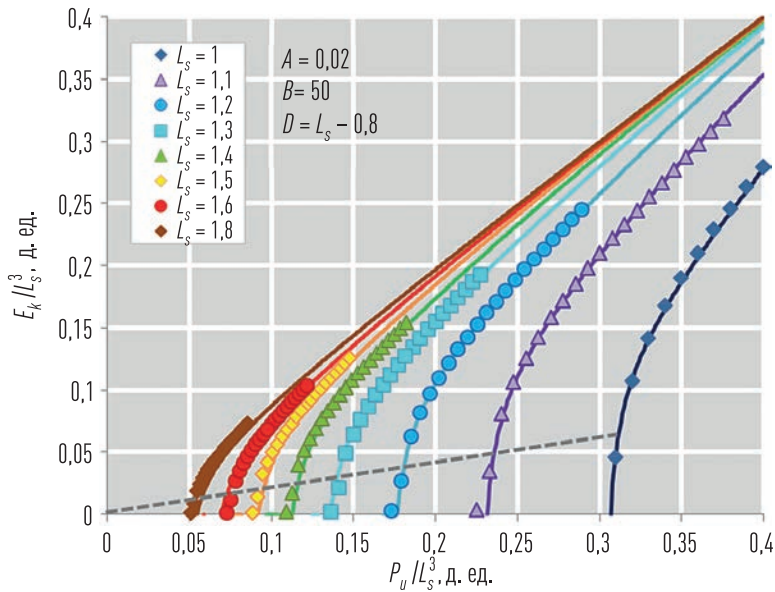


Рис. 4.26. Сопоставление параметров E_k и P_u при различных значениях L_s и $P_s[l] = 0.2$ для системы $L(x) = L(y) = L(z) = 400$ (решетка № 2). Точки — результат компьютерного моделирования, линии — расчет по формуле (4.2)

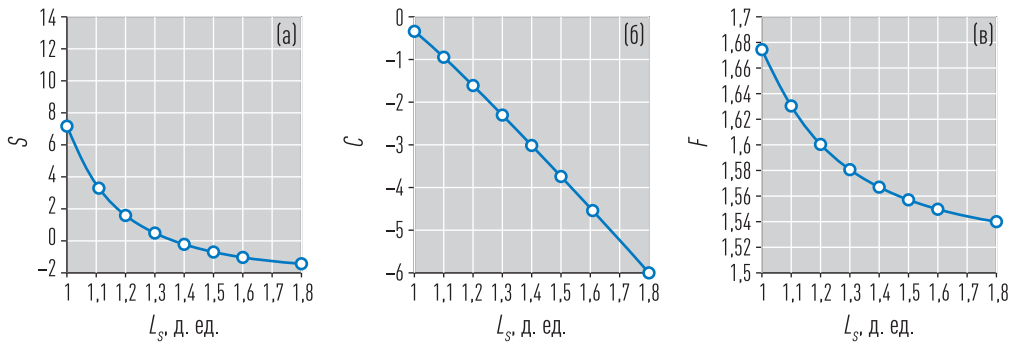


Рис. 4.27. Зависимости коэффициентов S (а), C (б), F (в) в формуле (4.2) от относительной длины связи L_s при фиксированном значении $P_s[l] = 0.2$ для решетки № 2

По аналогии для изучения влияния параметра L_s на уменьшенной решетке была построена зависимость E_k/L_s^3 от P_u/L_s^3 для фиксированного значения $P_s[l] = 0.2$ при различных значениях L_s (решетка № 4). Результат сопоставления модельных и расчетных значений показан на рисунке 4.30, а зависимости коэффициентов формулы (4.2) от величины L_s приведены на рисунке 4.31. В данной решетке константами явля-

ются следующие коэффициенты: $B = 50$; $C = 0,0065$; $D = 0,13$. Так же как и для решеток № 1 и № 2, наблюдается условная подобность результатов в координатах E_k/L_s^3 и P_u/L_s^3 при определенных соотношениях величин P_s и L_s .

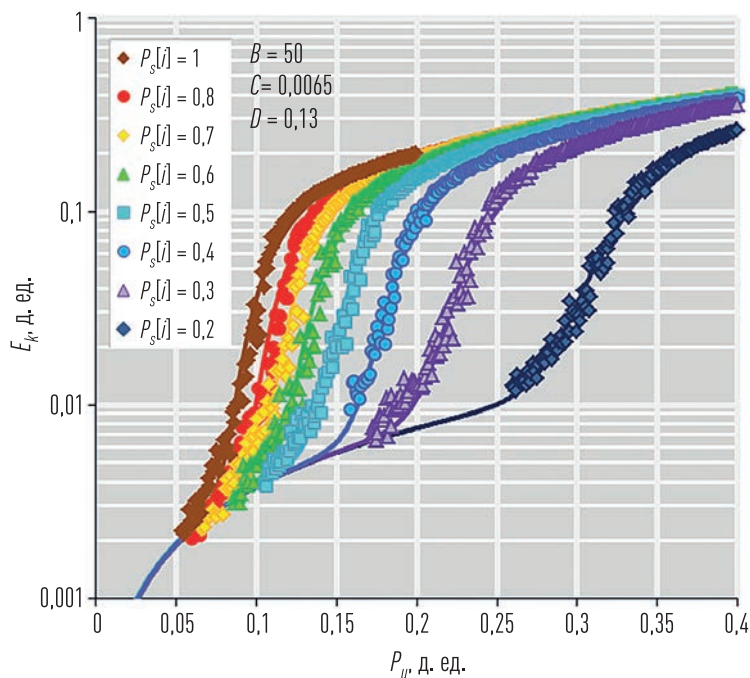


Рис. 4.28. Сопоставление параметров E_k и P_u при различных значениях $P_s[j]$ и $L_s = 1$ для системы $L(x) = L(y) = L(z) = 40$ (решетка № 3). Точки — результат компьютерного моделирования, линии — расчет по формуле (4.2)

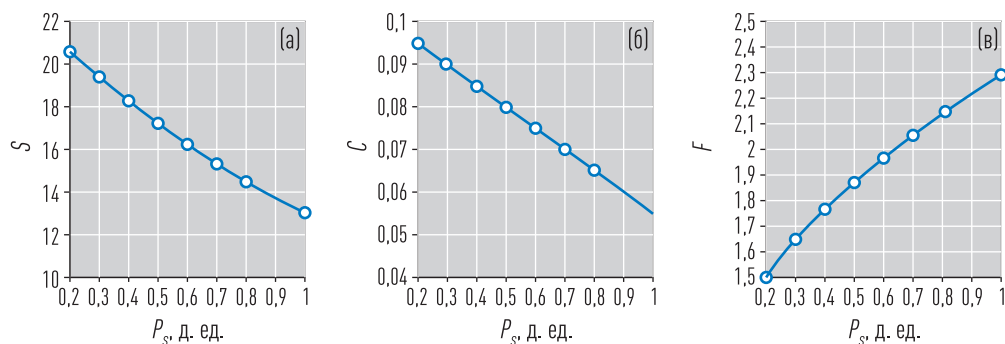


Рис. 4.29. Зависимости коэффициентов S (а), C (б), F (в) в формуле (4.2) от вероятности наличия связи $P_s[j]$ при $L_s = 1$ для решетки № 3

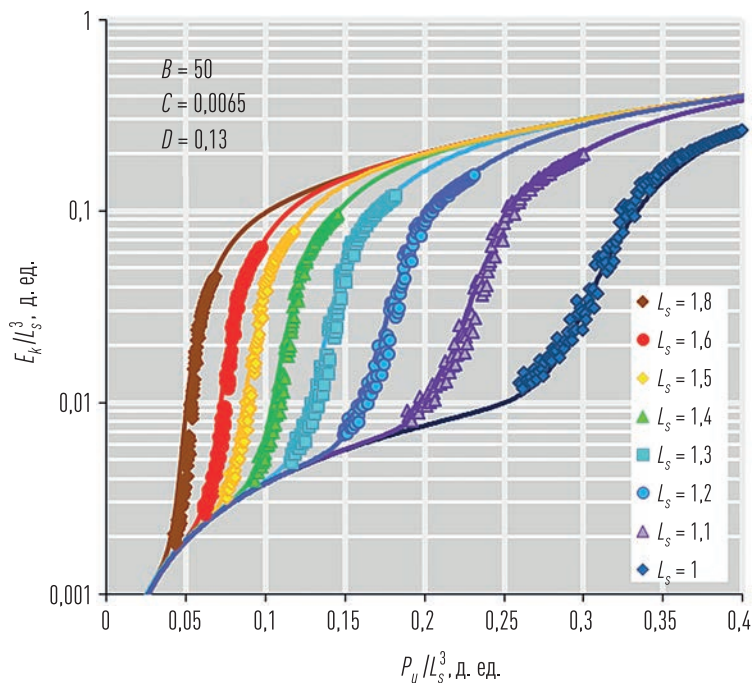


Рис. 4.30. Сопоставление отношения E_k/L_s при различных значениях L_s и $P_s[i] = 0,2$ для системы $L(x) = L(y) = L(z) = 40$ (решетка № 4). Точки — результат компьютерного моделирования, линии — расчет по формуле (4.2)

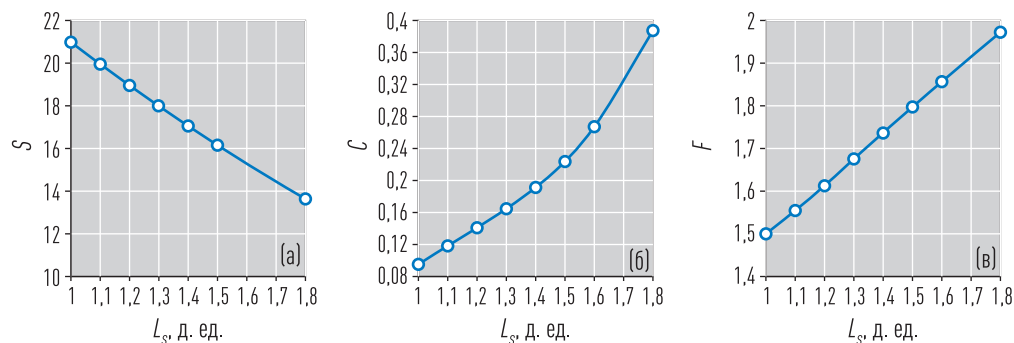


Рис. 4.31. Зависимости коэффициентов S (а), A (б) и F (в) в формуле (4.2) от относительного размера связи L_s при $P_s[i] = 0,2$ для решетки № 4

Графический пример ПК для двух вариантов плоских решеток в окрестности порогов протекания показан на рисунке 4.33. При увеличении вероятности наличия вертикальных связей $P_s[i(v)] > 0$ анизотропия ПК в вертикальном сечении ZY ожидаемо снижается (рис. 4.34). Сопос-

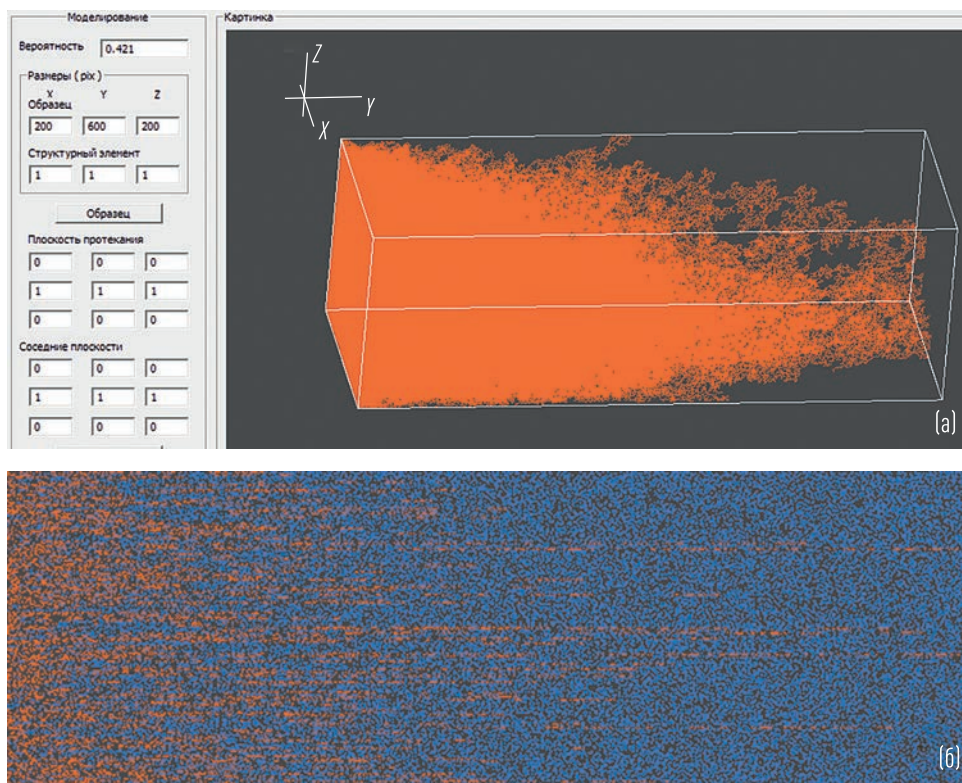


Рис. 4.32. 3D-визуализация ПК (а) и его среднее сечение плоскостью ZY (б) анизотропной системы с вероятностью вертикальных связей $P_s = 0$

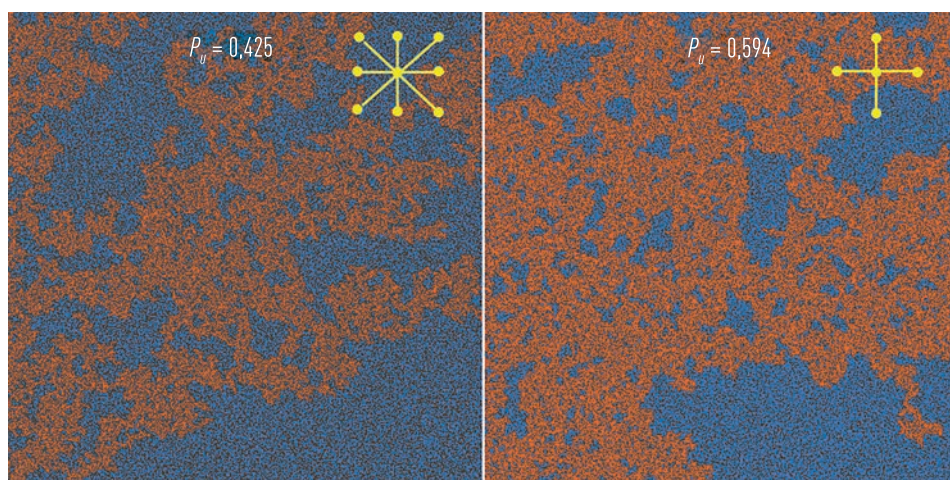


Рис. 4.33. Примеры протекаемого кластера в окрестности порога перколяции для двух различных 2D-решеток

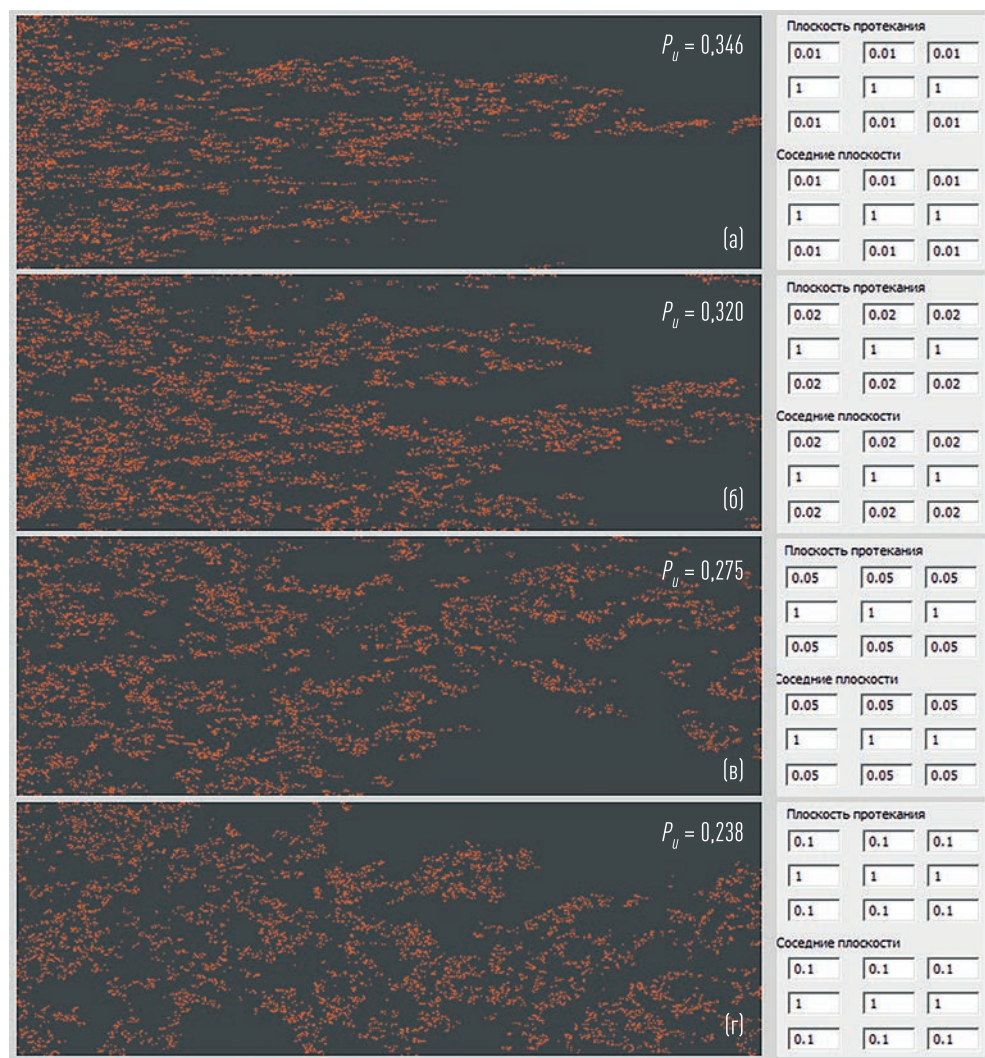


Рис. 4.34. Сечение протекаемого кластера плоскостью ZY для различных значений вертикальной составляющей вероятности $P_s[i]$: а) 0,01; б) 0,02; в) 0,05; г) 0,1

тавление параметров E_k/L_s^3 в линейном (а) и логарифмическом (б) масштабе и P_u/L_s^3 при различных значениях L_s и фиксированных вертикальных $P_s[i(v)] = 0,01$ и горизонтальных $P_s[i(g)] = 1$ составляющих вероятности $P_s[i]$ для системы $L(x) = 300$, $L(y) = 600$, $L(z) = 300$ (решетка № 5) приведено на рисунке 4.35. Коэффициенты формулы (4.2), принятые как константы, составили: $B = 50$, $C = 0,0052$, $D = 0,13$. Зависимости коэффи-

циентов S , A , F формулы (4.2) от относительного размера связи L_s для решетки № 5 приведены на рисунке 4.36.

Альтернативным способом моделирования анизотропии является увеличение вытянутости квазиэлементов решетки по направлению протекания, т. е. увеличение значений $a(x)$ и $a(y)$ (см. рис. 4.37). На рисунке 4.38 приведено сопоставление параметров E_k и P_u при различных значениях вытянутости элементов $a(x) = a(y) = 1$ (а), $a(x) = a(y) = 2$ (б), $a(x) = a(y) = 10$ (в), $a(x) = a(y) = 20$ (г), $a(x) = a(y) = 30$ (д), $a(x) = a(y) = 40$ (е), $a(x) = a(y) = 100$ (ж) $a(x) = a(y) = 200$ (з) при $a(z) = 1$, $L_s = 1$, $P_s[i] = 1$ в системе $L(x) = L(y) = L(z) = 400$ (решетка № 6). Точки — результат компьютерного моделирования, линии — расчет по формуле (4.2). Для этой решетки константами в формуле (4.2) являются следующие коэффициенты: $A = 0,02$, $B = 50$, $F = 1,8$.

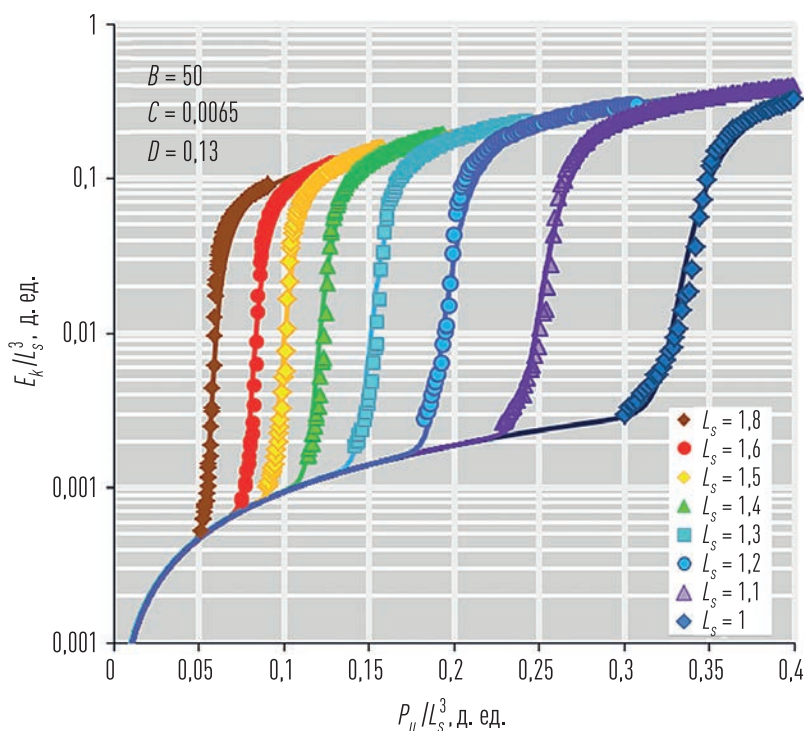


Рис. 4.35. Сопоставление параметров E_k/L_s^3 и P_u/L_s^3 при различных значениях L_s и фиксированных вертикальных $P_s[l(v)] = 0,01$ и горизонтальных $P_s[h(g)] = 1$ составляющих вероятности P_s для системы $L(x) = 300$, $L(y) = 600$, $L(z) = 300$ (решетка № 5). Точки — результат компьютерного моделирования, линии — расчет по формуле (4.2)

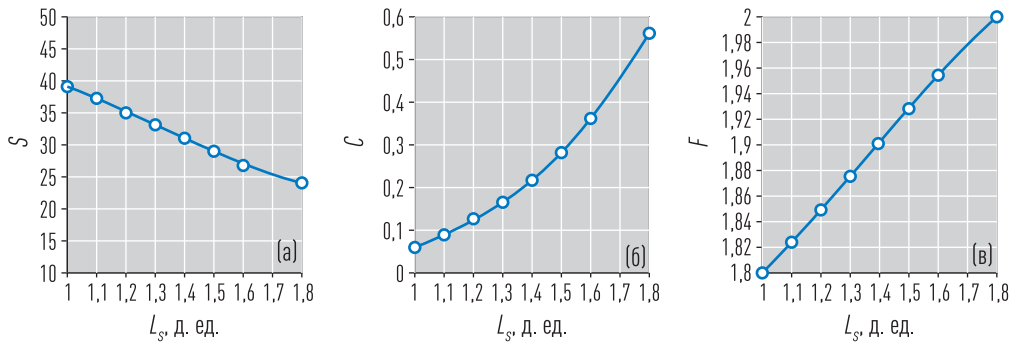


Рис. 4.36. Зависимости коэффициентов S (а), A (б), F (в) в формуле (4.2) от относительного размера связи L_s для решетки № 5

Значения коэффициентов D , S , C формулы (4.2) в зависимости от размеров элементов $a(x) = a(y)$ при $a(z) = 1$, $L_s = 1$, $P_s[i] = 1$ для решетки № 6 приведены в таблице 4.2. Эффект, связанный с анизотропией, наблюдается до значений $a(x) = a(y) = 20$, после чего закономерность изменения доли ПК системы от P_u резко меняет свое поведение за счет эффекта конечных размеров решетки по направлению протекания Y , что отражается в изменении закономерностей зависимостей коэффициентов D , S , C при $a(x) = a(y) > 20$. В пределе, когда $a(x) = L(x)$ и $a(y) = L(y)$, система перестает быть перколяционной, при этом $E_k = P_u$. Фактически такая ситуация соответствует параллельному включению квазиэлементов вдоль направления протекания.

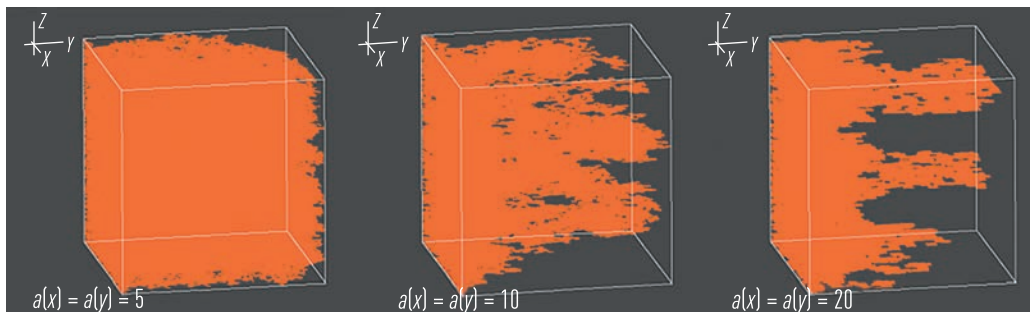


Рис. 4.37. Пример 3D-представления протекаемого кластера для вытянутых вдоль направления протекания проводящих квазиэлементов $a(x) = a(y) > a(z)$ в системе $L(x) = L(y) = L(z) = 400$ в окрестности порога перколяции

Таблица 4.2. Сопоставление коэффициентов D , C , S в формуле (4.2) от размеров элементов $a(x) = a(y)$ при $a(z) = 1$, $L_s = 1$, $P_s[i] = 1$ для решетки № 6

$a(x), a(y)$	2	4	10	13,3	20	40	200	400
D	0,3	0,45	0,75	0,82	0,9	0,97	0,99	0,99
C	0,43	0,42	0,41	0,4	0,32	0,08	-1	-2,75
S	2	3,6	4,1	4,1	3,9	3,45	1,4	0

На основе результатов проведенного моделирования различных перколяционных решеток можно сделать следующие основные выводы.

- В окрестности порога протекания критический индекс β в формуле (3.50) не зависит от величины P_s , являясь константой, равной 0,4, что соответствует постулатам теории протекания об универсальности данного индекса для различных решеток.
- При $P_u - P_c(\text{ПК}) > 0,2$ формула (3.50) не применима для математического описания зависимости доли ПК в системе E_k от доли проводников P_u .
- Для моделируемых решеток при $L_s = 1$ минимальное значение $P_c(\text{ПК})$ находится в районе 0,0992–0,0993, меньшие значения $P_c(\text{ПК})$ возможны при $L_s > 1$.
- В точке перехода от ИК к ПК отношение $P_{bk}(P_c)$ доли проводников, принадлежащих сформировавшемуся ПК, к доле всех проводников в основном зависит от соотношения вероятностей наличия связей в горизонтальном $P_s[i(g)]$ и вертикальном $P_s[i(v)]$ направлении относительно направления поиска путей протекания. В первом приближении для изотропных систем можно использовать выражение $P_{bk}(P_c) = 0,14 \cdot P_s[i] + 0,18$.
- Параметры P_s и L_s подобно влияют на вид зависимости доли ПК E_k/L_s^3 от доли проводников P_u/L_s^3 в объеме системы. Т. е. можно получить примерно эквивалентные зависимости при условии $L_s - P_s \approx 0,8$.
- Зависимость доли ПК E_k/L_s^3 от доли проводников P_u/L_s^3 в объеме системы удовлетворительно описывается выражением (4.2) как для изотропных, так и для анизотропных систем.

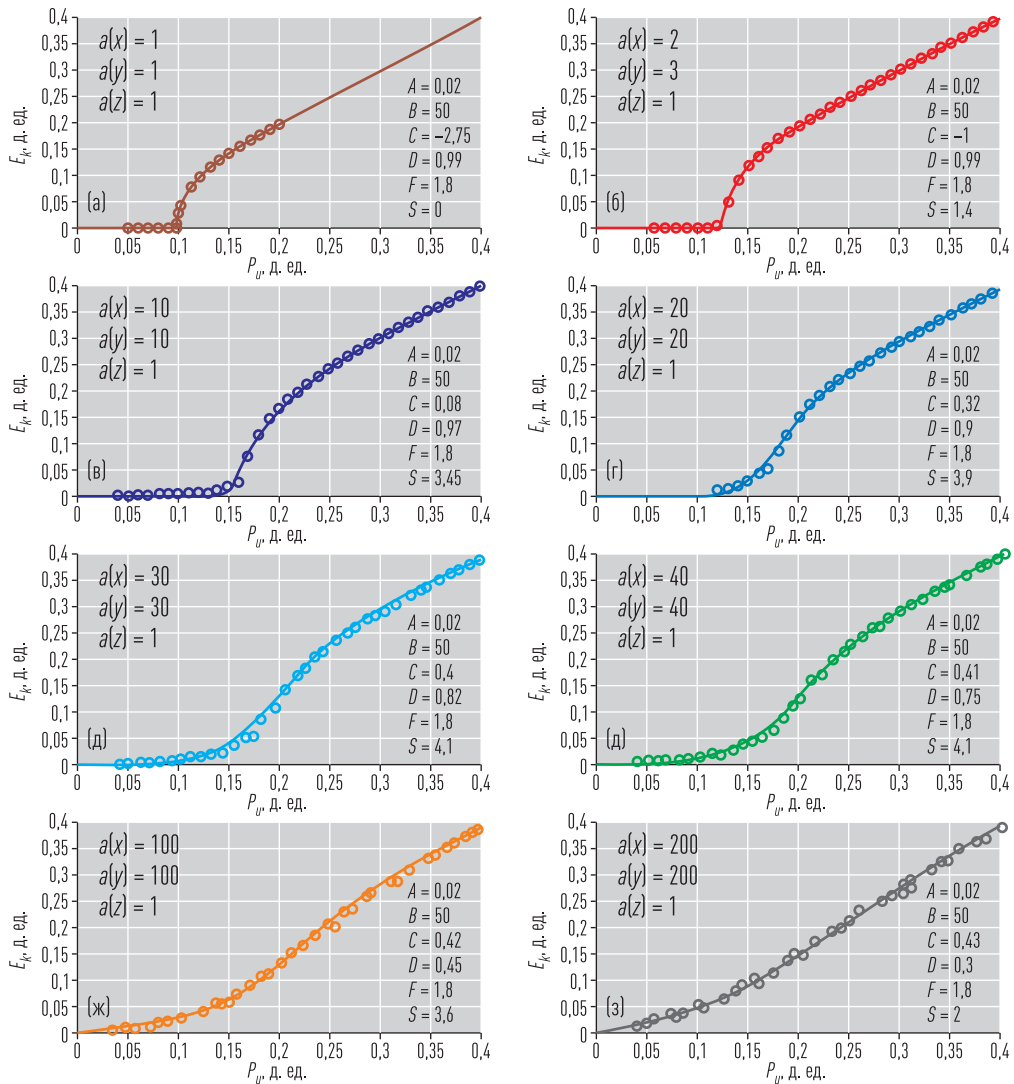


Рис. 4.38. Сопоставление параметров E_k и P_v при различных значениях вытянутости элементов $a(x) = a(y) = 1$ (а), $a(x) = a(y) = 2$ (б), $a(x) = a(y) = 10$ (в), $a(x) = a(y) = 20$ (г), $a(x) = a(y) = 30$ (д), $a(x) = a(y) = 40$ (е), $a(x) = a(y) = 100$ (ж), $a(x) = a(y) = 200$ (з) при $a(z) = 1, L_s = 1, P_s[i] = 1$ в системе $L(x) = L(y) = L(z) = 400$ (решетка № 6). Точки — результат компьютерного моделирования, линии — расчет по формуле (4.2)

- В зависимости от типа решетки коэффициенты A, B, C, D, F в формуле (4.2) могут как являться константами, так и зависеть от величин P_s и/или L_s .

- Коэффициент C существенно зависит от размера решетки и анизотропии вероятности $P_s[i]$. Для описания решеток большого размера он принимается отрицательным, а для решеток относительно малого размера — положительным.
- Коэффициент F принимается константой при отрицательных значениях C (большие решетки) и изменяется в зависимости от $P_s(L_s)$ при положительных его значениях (малые решетки).
- Коэффициент S в формуле (4.2) всегда является переменной величиной, зависящей от P_s и/или L_s для всех смоделированных решеток.

4.5. Математическая формализация обобщенной модели эффективного порового пространства

В предыдущем разделе была показана универсальность формулы (4.2), позволяющей с удовлетворительной точностью описать зависимости доли ПК E_k/L_s^3 от доли проводников P_u/L_s^3 для различного типа перколяционных решеток. На основании эквивалентности $E_k/L_s^3 = K_{п.эфф}$, а $P_u/L_s^3 = K_{п}$ формулу (4.2) можно выразить в следующем виде:

$$K_{п.эфф} = K_{п} \cdot \left(100 - \frac{B}{\left(\exp[A \cdot K_{п}^F - S] + C \right)^D} \right). \quad (4.3)$$

С учетом закономерности (3.68) данное выражение можно записать как

$$K_{п.эфф} = K_{п} \cdot \left(100 - \frac{B}{\left(K_{пр} + C \right)^D} \right). \quad (4.4)$$

С учетом формулы (3.38) коэффициент остаточной водонасыщенности будет выражен в процентах как

$$K_{во} = \frac{B}{\left(K_{пр} + C \right)^D}. \quad (4.5)$$

В случае фильтрации нефти при $K_b > K_{bo}$ часть пор будет занята подвижной водой, которую нефть не сможет вытеснить при образовании залежи ввиду противодействия капиллярных сил. Для нефтяного ПК такая ситуация аналогична снижению вероятности связи между порами капиллярной размерности. В качестве гипотезы можно предположить, что это выразится в изменении параметра S на величину ΔS , соответствующую заданному капиллярному давлению P_k , а коэффициенты B , C , D не будут изменяться. Тогда выражение для текущей водонасыщенности можно записать следующим образом:

$$K_b = \frac{B}{(K_{np} \cdot \exp(\Delta S) + C)^D}. \quad (4.6)$$

При $\Delta S = 0$ формула (4.6) превращается в формулу (4.5).

Полученные выражения требуют более детального разбора с проверкой их применимости, поэтому далее будут рассмотрены практические аспекты петрофизического моделирования остаточной (K_{bo}) и текущей (K_b) водонасыщенности с кратким обзором текущих подходов и особенностей построения петрофизических моделей коэффициента водонасыщенности в концепции связанности порового пространства.

5

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА

5.1. Виды вод в продуктивном терригенном коллекторе

Наличие в осадочных горных породах порового пространства (не занятого твердой фазой) подразумевает присутствие в нем определенных флюидов. Поскольку первичное образование осадочных горных пород (седиментация) происходит в водной среде, то поровое пространство изначально занято водой. По мере проявления петрогенеза вода мигрирует в поровом пространстве за счет различных физико-химических процессов. В традиционном продуктивном коллекторе образование залежи углеводородов обусловлено вытеснением части воды за счет гравитационного перемещения вверх менее плотных по сравнению с ней углеводородов (газа и нефти), что приводит к образованию текущей водонасыщенности продуктивного коллектора.

Состояние и свойства воды в рыхлых (песчаных) коллекторах подробно изучил А. Ф. Лебедев. Дальнейшее развитие его работ позволило сформулировать следующее подразделение воды в породах [72]:

- 1) связанная вода: а) химически связанная вода (вода, входящая в состав минералов); б) физически связанная вода (вода, связанная на поверхности минералов);
- 2) вода, связанная капиллярными силами, — капиллярная вода (переходная между связанной и свободной водой);
- 3) свободная вода;
- 4) вода в твердом состоянии;
- 5) вода в состоянии пара.

Очевидно, что в продуктивной части коллектора вся вода порового пространства так или иначе находится в связанном (удержанном) состоянии, поскольку в противном случае она была бы вытеснена углеводородами при их миграции в ловушку. Основными физическими причинами наличия удержанной воды или нефти в поровом пространстве являются электрохимические процессы на поверхности раздела флюидов и твердой фазы горной породы, а также капиллярные силы [31, 46, 51, 72]. В работе [106] выделяются адсорбированная вода и адсорбированные углеводороды, капиллярная вода, нефть и газ, остаточная вода и углеводороды «скелета» и стенок больших капилляров, а также «островные» остаточная нефть, газ и вода. Согласно работе [46], в горной породе присутствуют три типа воды: связанная, переходная, свободная. Связанная вода представлена водой кристаллических решеток минералов (конституционная и кристаллизационно-связанная), а также адсорбционной водой. К воде переходного типа относится осмотически поглощенная и капиллярно-удержанная вода. Свободная вода подразделяется на текучую и замкнутую в крупных порах.

Физически связанная (адсорбционная) вода обусловлена наличием электрического заряда активных центров на поверхности твердой фазы. В терригенных коллекторах наличие таких активных центров связывается главным образом с глинистыми минералами, заряд поверхности которых преимущественно отрицательный. Согласно современным представлениям, наличие отрицательного заряда поверхности глинистых минералов может быть обусловлено различными физико-химическими факторами, например диссоциацией алюмосиликатного компонента пород, наличием гидроксильных групп, изоморфного замещения одних атомов (или ионов) в узлах их кристаллической решетки другими и др. В качестве примера можно привести замещение кремния на алюминий. Поскольку в кристаллической решетке глинистых минералов кремний Si^{4+} обычно образует характерную пирамидальную структуру совместно с четырьмя атомами кислорода O^- (рис. 5.1), его замещение на Al^{3+} приводит к появлению отрицательного заряда.

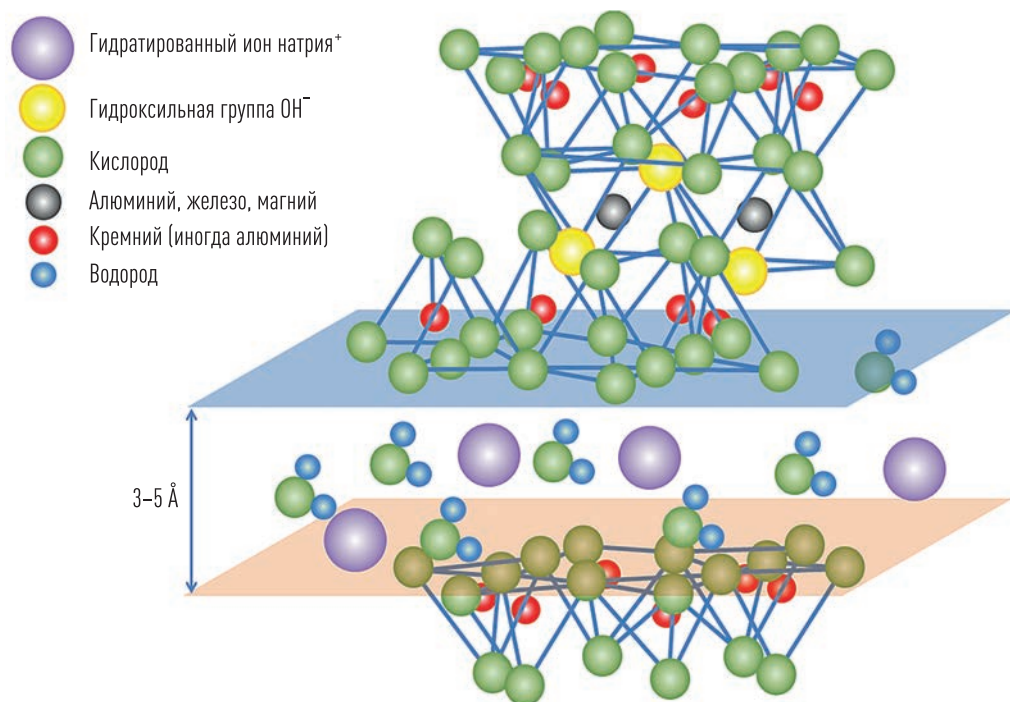


Рис. 5.1. Схема структуры монтмориллонита по Р. Гриму

Наличие некомпенсированных или ван-дер-ваальсовских зарядов на поверхности раздела твердой фазы и водного раствора солей является причиной возникновения физически связанной воды. Особенности распределения электрических зарядов в физически связанной воде определяет двойной электрический слой. Выделяются ионный, адсорбционный и ориентационный виды двойного электрического слоя [51]. Ионный слой создается за счет остаточных электрических сил на поверхности твердого компонента породы и состоит из слоя дегидратированных, потенциалоопределяющих ионов в твердой фазе и слоя противоионов в жидкой фазе. Адсорбционный слой возникает в результате избирательной адсорбции ионов ван-дер-ваальсовскими силами. Вероятность адсорбции возрастает с увеличением валентности иона и уменьшением ионного радиуса. Ориентационный вид слоя формируется из дипольных молекул воды. Адсорбционная вода представлена двумя разновидностями [56]: мономолекулярной адсорбции с наи-

большей энергией притяжения к поверхности (около 40–120 кДж/моль), полимолекулярной адсорбции с меньшей энергией связи (менее 40 кДж/моль). Таким образом, толщина адсорбционного слоя составляет от одного до нескольких молекулярных слоев.

Переходный тип воды менее подвержен воздействию твердой фазы горной породы по сравнению с адсорбционной водой и имеет две разновидности [46]: осмотически поглощенная вода и капиллярно-удержанная вода. Первый вид образуется в горных породах за счет процессов избирательной диффузии молекул воды в направлении к минеральной поверхности, обусловленной наличием двойного электрического слоя (ДЭС). В диффузионном слое концентрация катионов экспоненциально увеличивается по нормали к минеральной поверхности, и это обуславливает наличие градиента концентрации, вызывающего осмотическое передвижение молекул воды из свободного раствора в ДЭС [56].

Условная схема распределения ионов и молекул воды на границе водного раствора солей и твердой фазы, полученная на основании обобщения информации из публикаций [31, 51, 56, 97, 106], приведена на рисунке 5.2, а схематичное представление ДЭС — на рисунке 5.3.

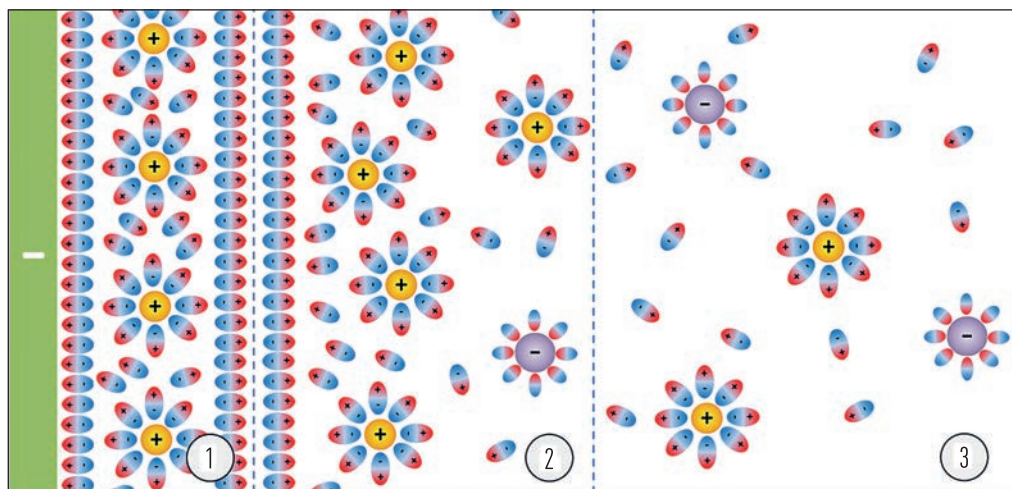


Рис. 5.2. Схема распределения ионов и молекул воды на границе раздела твердой фазы с водным раствором солей: 1 — адсорбционный слой, 2 — диффузионный слой, 3 — свободный раствор

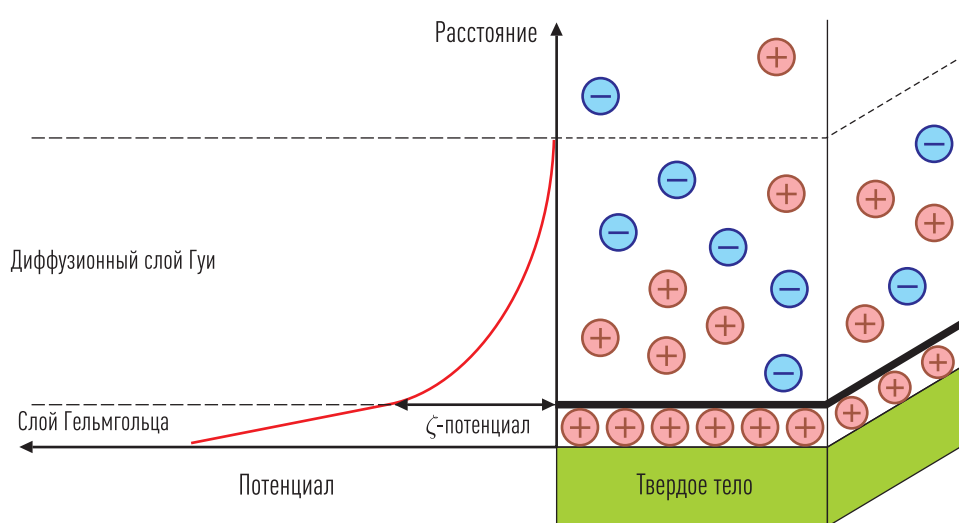


Рис. 5.3. Схематичное представление двойного электрического слоя согласно теории Штерна (1924 г.)

Современное представление о строении ДЭС основано на теории Штерна (1924 г.), которая в свою очередь является объединением двух более ранних, теории Гельмгольца–Перрена (1879 г.) и теории Гуи–Чепмена (1910–1913 гг.). Согласно данному представлению, слой противоионов состоит из двух частей: слоя Гельмгольца (адсорбционный слой) и диффузионного слоя Гуи (диффузионный слой). При этом в области слоя Гельмгольца с удалением от поверхности твердой фазы потенциал ДЭС уменьшается линейно, а в области диффузионного слоя — по экспоненциальному закону. Граница раздела между слоем Гельмгольца и диффузионным слоем называется плоскостью скольжения, а потенциал ДЭС на этой поверхности — электрокинетическим потенциалом (ζ -потенциал).

Второй вид воды переходного типа — капиллярно-удержанная вода, так же как и адсорбционная, представлена двумя разновидностями [46]: вода капиллярной конденсации и вода капиллярного впитывания. Первая разновидность капиллярно-удержанной воды связана с постепенной конденсацией молекул воды. Конденсированная вода обволакивает частицы породы и, сливаясь в местах контакта (на стыке частиц), образует водные мениски [56]. Вторая разновидность связана

с капиллярным впитыванием воды при контакте породы со свободной водой.

Очевидно, что в системе «нефть–вода» традиционного коллектора, определяющую роль имеет вторая разновидность воды, при этом необходимо терминологическое уточнение, поскольку в этом случае вода является первичным флюидом порового пространства, а нефть — вытесняющим воду компонентом. В этом случае под капиллярно-удержанной водой следует понимать ту воду, которая удерживается в поровом пространстве продуктивных коллекторов за счет действия капиллярных сил. Очевидно, что такое определение имеет смысл только для продуктивных коллекторов с гидрофильной поверхностью, поскольку в гидрофобных (олеофильных) коллекторах капиллярные силы, наоборот, будут препятствовать удержанию воды в поровом пространстве горной породы.

Смачиваемость поверхности твердой фазы флюидами (водой или нефтью) и размеры капилляров являются двумя ключевыми факторами, определяющими распределение капиллярно-удержанной воды в поровом пространстве продуктивных коллекторов. Высота h поднятия или опускания контакта двух фаз в капилляре круглого сечения описывается формулой Жюрена:

$$h = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r_k \cdot (\delta_1 - \delta_2) \cdot g}, \quad (5.1)$$

где σ — поверхностное натяжение на границе раздела фаз; θ — краевой угол смачивания — угол между поверхностью мениска на контакте фаз и стенкой капилляра; g — ускорение свободного падения; δ_1 и δ_2 — соответственно плотности ниже и выше расположенной фазы; r_k — радиус капилляра. Графическое пояснение формулы (5.1) для случая контакта воды и нефти показано на рисунке 5.4. Поверхность раздела фаз, на которой капиллярное давление в воде и в нефти одинаковое ($\Delta P_k = 0$), обычно называют зеркалом чистой (свободной) воды ЗЧВ (ЗСВ). В преимущественно гидрофильном коллекторе ВНК локализован выше поверхности нулевой разницы капиллярных давлений ($\Delta P_k = 0$), в пре-

имущественно гидрофобном — ниже (рис. 5.5). Считается, что в преимущественно гидрофильном коллекторе нефти и газу энергетически выгоднее занимать относительно крупные поры, а воде — мелкие. В преимущественно гидрофобном коллекторе должно наблюдаться обратное распределение [85].

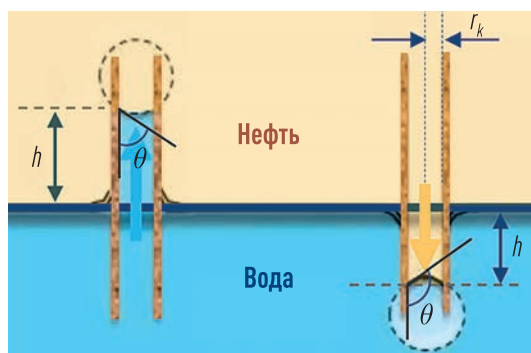


Рис. 5.4. Распределение нефти и воды в гидрофильном и гидрофобном капиллярах на границе раздела фаз

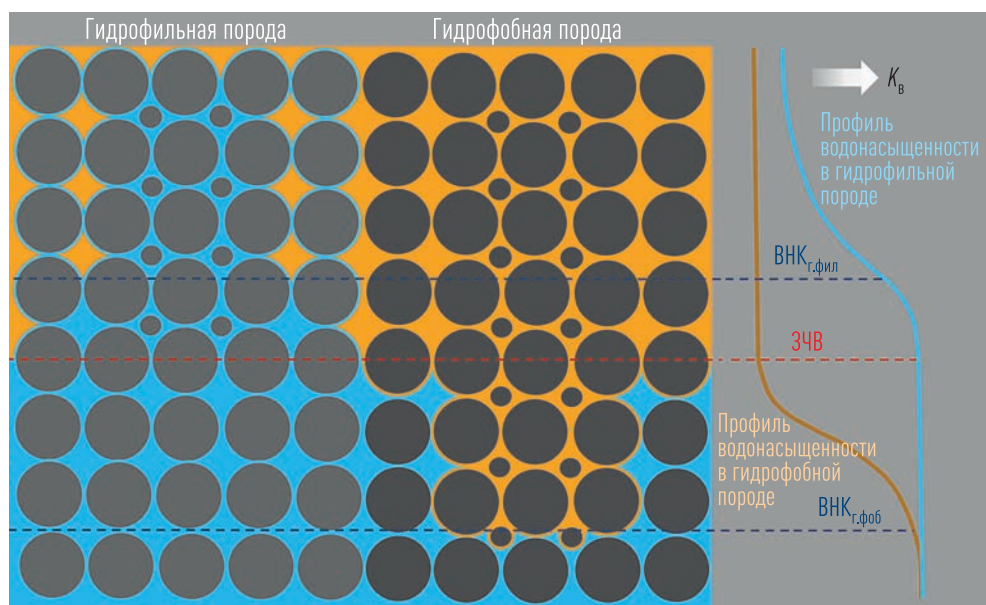


Рис. 5.5. Схематичное распределение нефти и воды в преимущественно гидрофильном и преимущественно гидрофобном коллекторах

5.2. Общие понятия о смачиваемости поверхности твердой фазы горных пород

Смачиваемость поверхности твердой фазы горных пород нефтью или водой связана с условным средним углом смачиваемости θ на границе раздела твердой и жидкой фаз. На сегодня существуют различные способы определения смачиваемости пород на образцах горных пород: измерение контактного угла методом неподвижной капли [94], метод пластин Вильгелми, метод Амотта [112], метод USBM (метод Горного бюро США) [128], RIC-эксперимент [152], адсорбционный низкотемпературный метод БЭТ [94], ЯМР [43], метод относительных фазовых проницаемостей, изотермической сушки, удельной теплоты смачивания [94] и метод по ОСТ 39-180-85 [80]. Последний из перечисленных методов нашел широкое распространение в отечественной практике ввиду его относительной простоты. Количественно смачиваемость поверхности твердой фазы водой определяется показателем смачиваемости M . Для полностью гидрофильной поверхности $M = 1$ ($\theta = 0^\circ$), а для полностью гидрофобной $M = 0$ ($\theta = 180^\circ$). Стоит отметить, что при оценке смачиваемости указанным способом, как правило, используют предварительно отмытые органическим растворителем образцы, что может привести к изменению естественной смачиваемости поверхности твердой фазы. В связи с этим проведение исследований предусматривает предварительное восстановление естественной смачиваемости («старения») образцов путем их насыщения нефтью или ее моделью и выдерживания определенного времени при температурных условиях, характерных для данных отложений. При этом встает очевидный вопрос о модельной степени насыщенности образца. В практике обычно создают предельную нефтенасыщенность, хотя часть образцов в реальных геологических условиях находится в переходной зоне и логичнее моделировать для них соответствующую данным условиям флюидонасыщенность.

Вопрос влияния смачиваемости на капиллярные эффекты достаточно хорошо изучен (см. [3, 43, 44, 45, 93, 94, 152] и др.). Вместе с тем

при решении практических задач моделирования переходных зон этот аспект, как правило, обходится стороной. В первую очередь это связано с трудностью прогноза показателя смачиваемости M . Массовые определения показателя смачиваемости на образцах керна показывают, что этот параметр может варьировать в широком диапазоне. Проведенные попытки установить закономерности изменения смачиваемости по разрезам, площади или в зависимости от минерального состава твердой фазы для месторождений Западной Сибири на территории деятельности ПАО «Газпром нефть» показали, что каких-либо значимых корреляций не наблюдается. В ряде случаев отмечается скачкообразное изменение показателя M как по разрезу, так и по площади залежей. Существует определенная тенденция гидрофобизации образцов, отобранных из нефтенасыщенных частей залежей. Образцы из водонасыщенной части преимущественно гидрофильные. Преимущественную гидрофильность образцов из нефтенасыщенных частей можно объяснить изменением смачиваемости при их отмывке органическими растворителями или же их изначально непредельной нефтенасыщенностью. На ряде месторождений отмечено увеличение гидрофобизации в продуктивной части пласта с уменьшением глубины залегания (увеличением высоты залежи), которое можно объяснить исходя из следующих соображений. Считается, что изменение смачиваемости реальных коллекторов в сторону повышения гидрофобности связано с процессом селективной адсорбции активных компонентов нефти (органических кислот и оснований) на поверхность породообразующих минералов [45]. Карбонатные породы (известняки) имеют положительный заряд и стремятся адсорбировать преимущественно кислотные компоненты нефти (нафтеновая, олеиновая и другие кислоты), а терригенные (силикаты) за счет отрицательного заряда поверхности — щелочные компоненты нефти. За счет длительного во времени контакта нефти с породой формируются гидрофобные и гидрофильные типы коллекторов, которые отличаются характером распределения фаз воды и нефти в поровом объеме пород. Процесс формирования гидрофильных и гидрофобных пластов неоднозначный и достаточно сложный.

Показатель смачиваемости коллекторов не является заведомо известной константой породы, а зависит от типа смачивающей жидкости и структурно-энергетического формирования нефтяной залежи. При высоких горном и поровом давлениях происходят разрыв тонкой пленки остаточной реликтовой воды в порах и адсорбция активных полярных компонентов на поверхности минералов, показатель M может снижаться до 0,02 доли ед., что характеризует высокую гидрофобизацию поверхности. Возникает так называемая исходная смачиваемость коллектора, которая задается комплексом природных геолого-физических факторов: тектоническими, термодинамическими параметрами, минерализацией воды, газовым фактором, активностью нефти и др. [45].

Таким образом, на показатель смачиваемости оказывает влияние достаточно широкий набор факторов. Авторами работы [45] на 30 месторождениях Пермского края было экспериментально показано, что уменьшение показателя смачиваемости M в терригенных и карбонатных породах происходит в зависимости от следующих факторов: повышения вязкости нефти, увеличения газонасыщенности пластовой нефти, повышения минерализации пластовой воды, уменьшения водородного показателя pH пластовой воды, снижения концентрации ионов SO_4^{2-} , увеличения концентрации ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} . Кроме того, согласно [93] смачиваемость, обусловленная свойствами границы раздела «вода–нефть» и характеристиками точечного контакта «флюид–порода», сильно зависит от наличия полярных соединений (NSO-соединений) в природной нефти, химических свойств воды и поверхностей минералов породы.

В целом можно отметить, что смачиваемость в большей степени контролируется распределением и свойствами пластовых флюидов в поровом пространстве. Данное обстоятельство отражается в преимущественной гидрофобизации пород в предельно нефтенасыщенных частях залежей по сравнению с водонефтенасыщенными. Кроме этого, гидрофобизация горных пород, как результат наличия нефти только в порах капиллярного размера, позволяет говорить о смешанной смачиваемости. При этом подразумевается, что субкапиллярные поры тра-

диционных коллекторов, в которых присутствует только связанная вода, являются гидрофильными. Наличие гидрофобизированных водонасыщенных коллекторов можно объяснить расформированием исходно нефтенасыщенных залежей в результате тектонических процессов. Соответственно, гидрофобизация может быть обусловлена наличием битумов в области палеоконтактов.

5.3. Строение переходной зоны в водонефтяном коллекторе

Модель переходной зоны однородного по ФЕС продуктивного коллектора можно представить как зависимость текущей водонасыщенности K_v от высоты h над поверхностью, ниже которой $K_v = 100\%$ (уровень ЗЧВ). В случае неоднородного по ФЕС коллектора модель переходной зоны представляется как семейство зависимостей $K_v - h$, ранжированное по какому-либо из коэффициентов, характеризующих ФЕС (K_n , $K_{пр}$, $K_{п.эф}$, $K_{во}$).

Для перехода к координатам $K_v - h$ обычно используется методический подход, основанный на совместном использовании формулы Жюренена (5.1) и уравнения Юнга–Лапласа, выраженного в следующем виде [31]:

$$P_k = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r_k}. \quad (5.2)$$

При этом пересчет капилляриметрической кривой (фактической или теоретической) в кривую зависимости K_v от высоты h изучаемого интервала разреза над уровнем нулевого капиллярного давления в метрах осуществляется по формуле

$$h = \frac{P_k^{(\text{нефть-вода})}}{g \cdot (\delta_v - \delta_n)}, \quad (5.3)$$

где — $P_k^{(\text{нефть-вода})}$ — величина капиллярного давления на границе раздела нефти и воды (Н/м); δ_v и δ_n — соответственно плотности воды и нефти при пластовых условиях (кг/м³); g — ускорение свободного па-

дения (м/с^2). Переход от размерности (атм) к размерности (Н/м) при пересчете P_k производится через соотношение $1 \text{ атм} = 98066,5 \text{ Н/м}^2 \text{ (Па)}$.

Поскольку для построения капиллярных кривых воду из образцов вытесняют, как правило, воздухом, необходим пересчет измеренного капиллярного давления на границу раздела «нефть-вода» по формуле

$$P_k^{(\text{нефть-вода})} = P_k^{(\text{воздух-вода})} \cdot \frac{\cos \theta^{(\text{нефть-вода})} \cdot \sigma^{(\text{нефть-вода})}}{\cos \theta^{(\text{воздух-вода})} \cdot \sigma^{(\text{воздух-вода})}}, \quad (5.4)$$

где $P_k^{(\text{воздух-вода})}$ — величина капиллярного давления на границе раздела воздуха и воды (лабораторные измерения P_k при вытеснении воды воздухом); $\sigma^{(\text{воздух-вода})}$ и $\sigma^{(\text{нефть-вода})}$ — поверхностное натяжение на границах раздела «нефть-вода» и «воздух-вода», которые, по данным работ [3] и [68], можно принять соответственно $0,072 \text{ Н/м}$ и $0,025\text{--}0,03 \text{ Н/м}$. С учетом формул (5.3) и (5.5) можно записать:

$$P_k^{\text{воздух-вода}} = K_s \cdot h, \quad (5.5)$$

где K_s — пересчетный коэффициент, зависящий от параметров смачиваемости поверхности раздела «твердая фаза – поровый флюид» и степени различия плотностей воды и нефти (рис. 5.6). Физический смысл данного коэффициента заключается в том, что он определяет эквивалентное лабораторное капиллярное давление вытеснения воды воздухом (в атмосферах), которое соответствует одному метру изменения высоты водонефтяной залежи. Например, в случае полностью гидрофильной породы ($\cos \theta^{(\text{нефть-вода})} / \cos \theta^{(\text{воздух-вода})} = 0,87$) при разности плотностей нефти и воды $0,2 \text{ г/см}^3$ на 1 метр высоты залежи будет приходиться $0,061$ эквивалентная атмосфера. При снижении гидрофильности твердой фазы ($\cos \theta^{(\text{нефть-вода})} / \cos \theta^{(\text{воздух-вода})} < 0,87$) пересчетный коэффициент увеличивается, что отражает уменьшение размеров переходной зоны. В случае нейтральной смачиваемости ($\cos \theta^{(\text{нефть-вода})} / \cos \theta^{(\text{воздух-вода})} = 0$) размер переходной зоны $h = 0$.

Переходная зона однородного по ФЕС пласта состоит из следующих частей [81]: зона предельной нефтенасыщенности, зона недонасыщения, переходная зона (зона двухфазной фильтрации) и зона остаточной водонасыщенности.

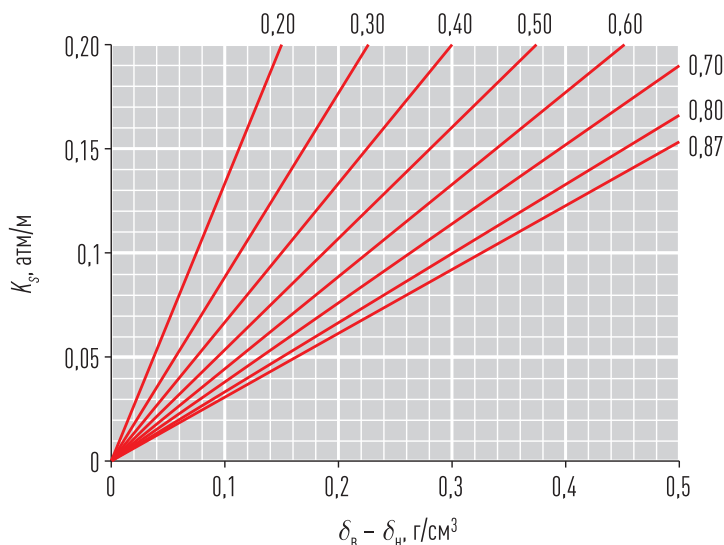


Рис. 5.6. Зависимость пересчетного коэффициента K_s от разницы плотности воды δ_B и нефти δ_H в пластовых условиях и отношения $\cos \theta_{\text{(нефть-вода)}} / \cos \theta_{\text{(воздух-вода)}}$

Зона предельной нефтенасыщенности (ЗПН) — часть залежи, которая характеризуется максимальными значениями коэффициента нефтенасыщенности. Водонасыщенность в этой зоне считается остаточной (не-снижаемой) и характеризуется коэффициентом остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$. Соответственно, коэффициент нефтенасыщенности (в %) составляет $K_n = 100 - K_{\text{во}}$. В случае если залежь имеет относительно небольшую амплитуду (расстояние от ЗЧВ до максимально высокой отметки кровли коллектора) и низкие ФЕС, ЗПН может отсутствовать.

Зона недонасыщения — часть залежи, расположенная ниже ЗПН, в которой существует относительно небольшой градиент увеличения водонасыщенности, однако при использовании традиционных технологий испытания этой зоны получают безводные притоки нефти. Коэффициент текущей водонасыщенности K_v находится в диапазоне $K_{\text{во}} < K_v < K_v^*$. Зону предельной нефтенасыщенности и зону недонасыщения можно объединить общим понятием — *зона безводных притоков (ЗБП)*.

Зона двухфазной фильтрации — часть залежи ниже ЗБП, в которой происходит одновременная фильтрация нефти и воды. Нижней границей этой зоны считается поверхность, на которой фазовая проницае-

мость по нефти становится нулевой, а коэффициент водонасыщенности составляет $K_v^{**} = 100 - K_{но}$, где $K_{но}$ — коэффициент остаточной (неподвижной) нефтенасыщенности. Переходную зону можно разделить на зону преимущественной фильтрации нефти ($K_v^* < K_v < K_v^{50}$) и зону преимущественной фильтрации воды ($K_v^{50} < K_v < K_v^{**}$). Величина K_v^{50} соответствует текущей водонасыщенности при 50 %-ной обводненности притока. Отдельным вопросом является обоснование коэффициента водонасыщенности на границе водонефтяного или газоводяного контакта (ВНК или ГНК) $K_v^{ВНК}$. В производственной практике единый подход в настоящее время отсутствует. Согласно методическим рекомендациям [69], при построении геологической модели и подсчете запасов за нижнюю границу залежи принимается ВНК (ГНК), являющийся границей, ниже которой при опробовании получают однофазный приток воды, а выше — приток нефти (газа) с водой. Согласно такой трактовке $K_v^{ВНК} = K_v^{**}$. Вместе с тем определенная часть специалистов считает, что более обоснованно принимать ВНК на границе, в которой обводненность менее 100 %. По различным источникам, это значение варьирует от 80 до 99 %. Такая необходимость объясняется промышленной значимостью получаемых притоков. Поскольку обоснование промышленной значимости получаемых притоков, как правило, не входит в компетенции специалистов-петрофизиков, на этапе проведения петрофизического моделирования и интерпретации ГИС целесообразно следовать критерию продуктивного коллектора $K_v^{ВНК} = K_v^{**}$. При этом обоснование методик оценки характера насыщенности в зоне двухфазной фильтрации предпочтительно дополнить способами количественного прогноза обводненности притоков.

Зона остаточной нефтенасыщенности — зона между ВНК и ЗЧВ. Эта зона не относится к продуктивной части пласта, поскольку при испытании с использованием традиционных технологий из нее получают 100 %-ные притоки воды, так же как и в полностью водонасыщенных коллекторах ниже ЗЧВ. Коэффициент водонасыщенности в данной зоне изменяется от K_v^{**} на уровне ВНК до 100 % на уровне ЗЧВ. Схематичное представление переходной зоны однородного по ФЕС преиму-

щественно гидрофильного и преимущественно гидрофобного коллекторов приведено на рисунке 5.7.

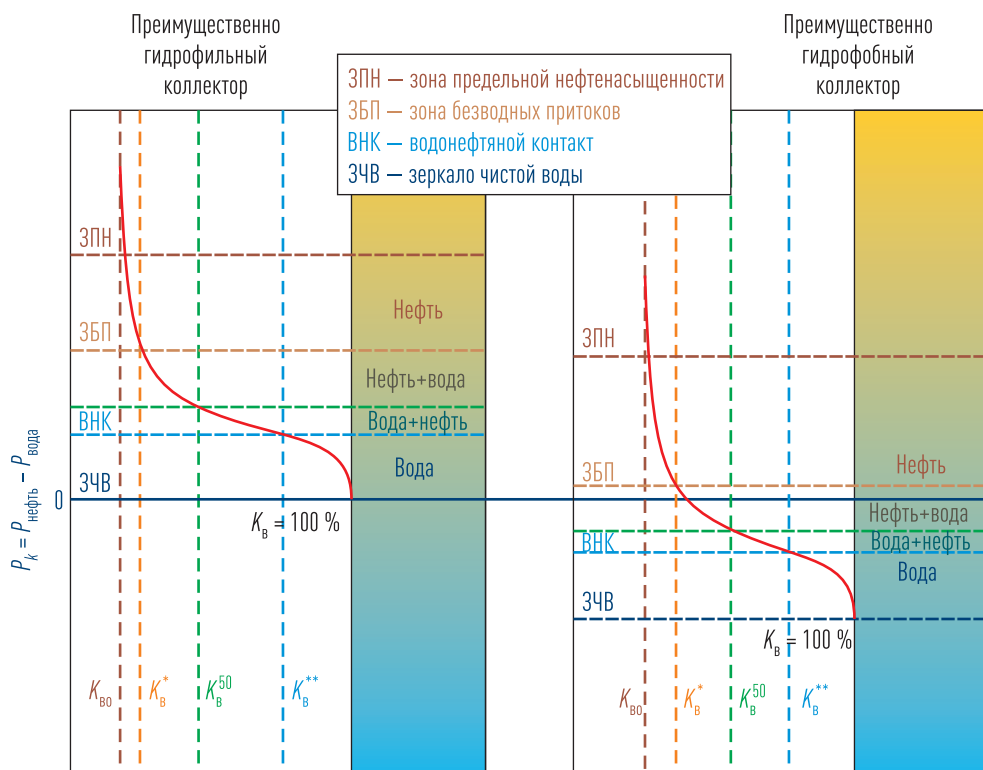


Рис. 5.7. Схематическое представление модели переходной зоны в однородном по ФЕС преимущественно гидрофильном и преимущественно гидрофобном коллекторах

В неоднородном низкопроницаемом коллекторе распределение нефти и воды обусловлено соотношением фильтрационно-емкостных свойств отдельных прослоев. На рисунке 5.8 показаны модель переходной зоны и схематическое распределение обводненности для прослоев с различной проницаемостью.

Распределение водонасыщенности в кусочно-однородном пласте-коллекторе соответствует скачкообразному изменению капиллярного давления, которое объясняется требованием его непрерывности на границах переходной зоны в прослоях с различными фильтрационными свойствами [71]. Подразумевается, что получение двухфазных при-

токов может наблюдаться только в зоне двухфазной фильтрации, однако по факту конкретному прослою в зависимости от его проницаемости может соответствовать зона предельной насыщенности, зона недонасыщенности, зона двухфазной фильтрации и зона остаточной нефтенасыщенности. В этом случае встает методический вопрос о том, каким образом принимать ВНК для всего неоднородного пласта-коллектора. Кроме того, представляет интерес и другой методический вопрос, связанный с прогнозом уровня, который соответствует началу зоны предельной нефтенасыщенности для всего пласта. Выше этой отметки все коллекторы вне зависимости от их фильтрационных характеристик, при использовании традиционных технологий испытаний, будут характеризоваться притоками с нулевой обводненностью.

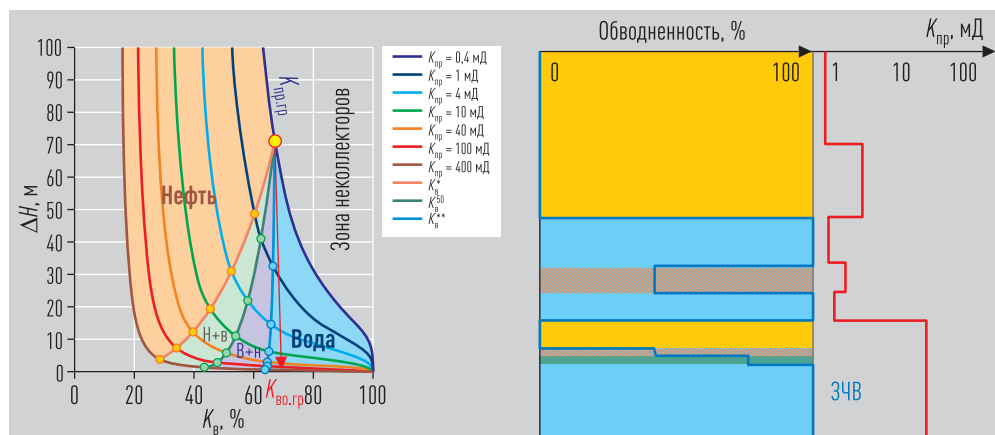


Рис. 5.8. Схематический пример модели переходной зоны преимущественно гидрофильного неоднородного по ФЕС пласта-коллектора

Рассмотренную выше ситуацию можно спутать со случаем относительно тонкого переслаивания продуктивных коллекторов и неколлекторов. В первую очередь это связано с тем, что типовой комплекс ГИС фактически не дает возможности оценить параметры различных по коллекторским свойствам прослоев малой толщины (по масштабу соответствующих микро- и мезослоистости), поэтому необходимо привлечение дополнительной информации. В качестве такой информации можно использовать фотографии полноразмерного керна в ультрафио-

летовом цвете. На рисунке 5.9 приведен пример, на котором показаны основные кривые типового комплекса ГИС, а также, соответственно масштабу глубин, вынесены фотографии полноразмерного керна, полученные в ультрафиолетовом свете. Светлые участки на фотографии соответствуют нефтенасыщенным интервалам. Визуально свечение,

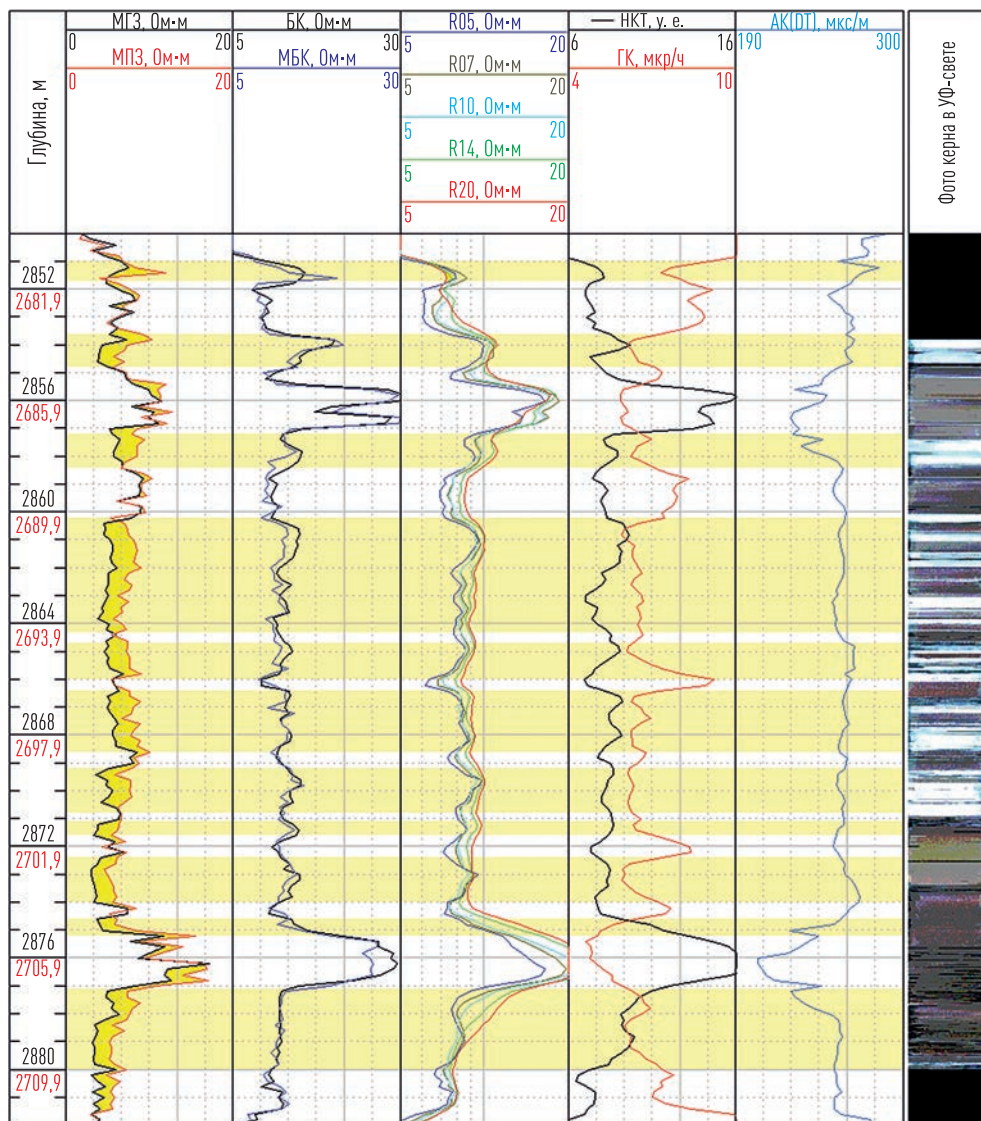


Рис. 5.9. Пример характеристик неоднородной водонефтяной зоны по данным ГИС и фотографиям керна в ультрафиолетовом свете

связанное с нефтенасыщенностью, не соответствует выделенным по данным ГИС коллекторам, что может свидетельствовать о наличии относительно тонкого переслаивания «коллектор–неколлектор», которое не отражается на кривых ГИС. Детальный анализ распределения абсолютной проницаемости (рис. 5.10), определенной по результатам лабораторных исследований стандартных образцов керна, показывает, что практически все интервалы с отсутствием свечения имеют абсолютную проницаемость ниже 1 мД. С одной стороны, это может свидетельствовать о том, что данная величина является абсолютным пределом для коллектора, однако анализ сопоставления, полученного на основе экспериментов по моделированию вытеснения нефти водой, дополненных результатами капилляриметрических исследований (рис. 5.11), показывает, что предельная граничная величина коэффициента проницаемости $K_{пр.гр}$ для данного примера составляет порядка 0,2 мД. При этом, даже с учетом неопределенности оценки граничной величины в поле сопоставления, условно обозначенной окружностью с пунктирной линией, практически все образцы керна являются коллекторами.



Рис. 5.10. Распределение величин коэффициентов абсолютной проницаемости по результатам лабораторных определений на стандартных образцах керна, с местом отбора образцов и интенсивностью свечения керна в ультрафиолетовом свете

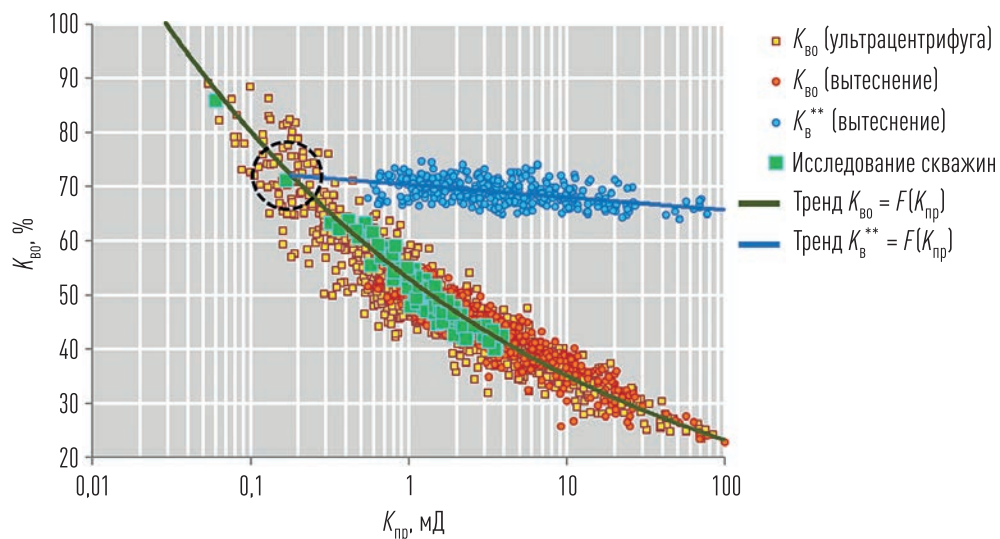


Рис. 5.11. Пример обоснования предельных граничных значений абсолютной проницаемости $K_{пр}$ и остаточной водонасыщенности $K_{во}$ по результатам исследования образцов керна

На рисунке 5.11 эти образцы обозначены точками в виде зеленых квадратов. Исходя из этого, наблюдаемое распределение насыщенности соответствует переходной зоне в неоднородном по ФЕС пласте-коллекторе. Согласно геологической модели нижняя граница коллектора находится выше предполагаемого ВНК на несколько десятков метров. При ее перфорации предполагалось получение практически безводного притока нефти. По факту скважина работала первые три месяца со средней величиной обводненности продукции порядка 40 % при фактическом отсутствии в ближайшем окружении нагнетательных и эксплуатационных скважин.

Таким образом, модель переходной зоны неоднородного низкопроницаемого коллектора позволяет объяснить на первый взгляд неупорядоченное по глубине переслаивание гидродинамически связанных преимущественно водо- и нефтенасыщенных интервалов, находящихся выше принимаемого водонефтяного контакта.

Примеры алгоритмов оценки нефтенасыщенности переходных зон по данным керна и результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) рассмотрены в работах [21, 22, 35, 54,

71, 117, 119, 126, 128, 133, 144, 146, 148] и др. В общем случае можно выделить несколько этапов построения моделей переходных зон:

- выбор математического описания капиллярной модели;
- подбор коэффициентов модели на основе керновых определений или РИГИС;
- оценка пересчетного коэффициента для перехода от давлений к глубинам;
- определение положения «зеркала чистой воды» (ЗЧВ) для гидродинамически связанных коллекторов геологической модели.
- адаптация моделей на результаты оценок водонасыщенности по данным керна и ГИС.

5.4. Петрофизические модели коэффициента остаточной водонасыщенности

При проведении петрофизического моделирования ФЕС одним из ключевых вопросов является вопрос определения остаточной водонасыщенности. Количественным критерием, выражающим данную величину, является коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{во}$, который характеризует долю порового пространства горной породы-коллектора, заполненную остаточной водой в зоне предельной нефтегазонасыщенности. Построение петрофизической модели коэффициента остаточной водонасыщенности основано на результатах лабораторных исследований керна. Прямой (дистилляционно-экстракционный) метод [31] используется в случае отбора керна по изолированной технологии при бурении скважин с использованием буровых растворов на нефтяной основе (РНО) либо привлечения специальных технологий, минимизирующих контакт отбираемых образцов с промывочной жидкостью (буровым раствором). При определении коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ косвенными методами центрифугирования или капилляриметрии необходимо обеспечить получение завершенной кривой капиллярного давления и неснижаемой водонасыщенности. Для этого необходима реализация опытов в системе «вода–газ (воздух)» при давлении по крайней мере до 0,8–1,2 МПа (порядка 8–12 атм) [69].

В главе 3 были приведены некоторые зависимости, связывающие три основных петрофизических параметра — пористость, проницаемость и остаточную водонасыщенность. Данные математические выражения можно использовать для определения любого из этих трех параметров. В таблице 5.1 в качестве примера приведены некоторые преобразованные модели, описывающие коэффициент остаточной водонасыщенности. Очевидно, что практическое использование подобных уравнений предполагает наличие информации не только о пористости, но и об абсолютной проницаемости пород. В этом заключается неопределенность таких моделей, поскольку уравнения связывают через один определяющий параметр (K_n) два результата ($K_{во}$ и $K_{пр}$). Другими словами, для оценки $K_{во}$ нужна информация о K_n и $K_{пр}$, а для оценки $K_{пр}$ — информация о K_n и $K_{во}$.

Другое направление в петрофизическом моделировании остаточной водонасыщенности связано с попытками учета структурных особенностей порового пространства горной породы. Специалисты в области петрофизики и промысловой геологии накопили множество соответствующих экспериментальных данных для терригенных и карбонатных коллекторов. Был установлен целый ряд факторов, определяющих величину остаточной водонасыщенности и характер зависимости $K_{во} - K_n$. Не претендуя на исчерпывающую полноту, на отдельных примерах можно кратко изложить основные подходы.

В соответствии с работами В. Н. Кобрановой [51], А. А. Ханина [95] и др. содержание остаточной воды в терригенной горной породе в основном определяется дисперсностью породообразующих частиц. В работе Б. Ю. Вендельштейна [25] указано, что при отсутствии в породе глинистого материала содержание связанной воды, характеризующее минимальным коэффициентом водонасыщения $K_{в.св}$, зависит от содержания в твердой фазе алевритовых частиц. В этом случае связанная вода является главным образом молекулярно-адсорбированной на поверхности частиц (адгезионной) и частично-краевой или капиллярно-удержанной водой. При наличии в породе глинистого материала появляется связанная вода, содержащаяся в субкапиллярах, пронизываю-

Таблица 5.1. Примеры преобразованных петрофизических моделей остаточной водонасыщенности, полученных из моделей абсолютной проницаемости

Автор	Модель	Комментарии
Тиксье (1949)	$K_{\text{во}} = 250 \frac{K_{\text{п}}^3}{K_{\text{пр}}^{0,5}}$	
Вилли и Роуз (1950)	$K_{\text{во}} = C \left[\frac{1}{K^{0,5} F^{0,67}} \right] + C'$	Модель справедлива при отсутствии водонефтяного контакта в пласте. C — текстурная константа с размерностью длины; C' — безразмерная константа, характеризующая связанную глинистыми минералами воду (для чистого песчаника $C' = 0$); F — параметр пористости
Шэффилд (1956)	$K_{\text{во}} = \frac{K_{\text{п}}}{(1 - K_{\text{п}})} \sqrt{\frac{1}{2FK_{\text{пр}}}}$	Модель справедлива для гидрофильных песков. F — параметр пористости
Тимур (1968)	$K_{\text{во}} = K_{\text{п}}^{2,2} \sqrt{\frac{0,136}{K_{\text{пр}}}}$	$K_{\text{пр}}$ — проницаемость выражена в мД, пористость и остаточная вода — в %
Коатс и Думанойр (1981)	$K_{\text{во}} = K_{\text{п}}^w \sqrt{\frac{300}{K_{\text{пр}}^{0,5} w^4}}$	w соответствует показателю степени в уравнении Дахнова–Арчи
Коатс и Дэну (1981)	$K_{\text{во}} = \frac{100K_{\text{п}}^2}{100K_{\text{п}}^2 + K_{\text{пр}}^{1/2}}$	Выражение удовлетворяет условиям нулевой проницаемости при нулевой пористости и 100 %-ной остаточной водонасыщенности
Модель Ахметова и Мухаметшина (2012)	$K_{\text{во}} = \sqrt[m]{A \frac{K_{\text{п}}^{(2m-w)}}{K_{\text{пр}}}}$	Параметры A , m , w являются характеристиками конкретного продуктивного пласта

щих массу глинистого цемента. Роль последнего компонента с увеличением глинистости породы возрастает и при значительной глинистости, например, при относительном содержании глинистого цемента в поровом пространстве скелета породы $\eta_{\text{гл}} > 0,05$ — $0,1$ она становится основной. Было предположено, что существует также тесная связь между параметрами $K_{\text{в.св}}$ и η следующего вида:

$$K_{в\text{ св}} = \frac{\eta_{г\text{л}} \cdot K_{пг\text{л}}}{1 - \eta_{г\text{л}}}, \quad (5.6)$$

где $K_{пг\text{л}}$ — пористость глинистого цемента, $\eta_{г\text{л}}$ — относительная глинистость, которую можно определить как $\eta_{г\text{л}} = K_{п} / (K_{п} + K_{г\text{л}})$ [25].

В модели Поупона–Клавьера–Дюмануара (1970) предполагается, что объемная влажность породы $w = K_{п} \cdot K_{в}$ равна сумме, состоящей из трех членов (первый отвечает защемленной воде или воде углов пор, второй пропорционален пористости породы, третий — глинистости), тогда уравнение для остаточной водонасыщенности примет вид

$$K_{во} = a + \frac{b}{K_{п}} + \frac{K_{пг\text{л}} K_{г\text{л}}}{K_{п}}, \quad (5.7)$$

где $K_{г\text{л}}$ — глинистость (объемная доля), a и b — эмпирические коэффициенты.

Согласно различным литературным источникам, уравнения подобного вида широко использовались в практике обработки данных ГИС как за рубежом, так и в СССР в 70–80-е годы. Развитием вышеприведенных подходов являлась модель остаточной водонасыщенности терригенной породы, полученная Е. И. Леонтьевым совместно с В. А. Ефимовым в 1978 г. [59]. Компонентами модели являются псаммито-алевритовая фракция, глинистый цемент и пластовый флюид. При этом величина остаточной водонасыщенности представлена суммой остаточной водонасыщенности скелета (матрицы) и остаточной водонасыщенности цемента. Коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{во}$ определяется по формуле

$$K_{во} = \frac{K_{пск} K_{вск}}{K_{п}} + \frac{K_{г\text{л}} K_{пг\text{л}}}{K_{п} (1 - K_{пг\text{л}})}, \quad (5.8)$$

где $K_{пск}$ — коэффициент скелетной пористости, $K_{вск}$ — коэффициент водонасыщенности скелета породы.

Введение понятия пористости глинистого цемента как одного из управляющих параметров модели значительно затрудняет ее практическое применение, поскольку прямого способа определения этого параметра в настоящий момент не существует. 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 соответствии с этим в работе [59] рекомендовано использовать в качестве $K_{пл}$ постоянное значение ($K_{пл} = 0,46$).

Дальнейшее развитие петрофизических моделей остаточной водонасыщенности связано с учетом взаимного расположения различных по размеру пор. Одним из способов учета взаиморасположения пор явилось использование секционной модели (пористая среда представляется в виде секций, в рамках каждой из которых поры распределены в соответствии с их плотностью распределения, а секции стыкуются случайно, и поэтому диаметры в местах стыковки пор могут резко изменяться). Впервые эта модель предложена Чайлдсом и Коллис-Джорджем [124]. Применительно к задаче расчета остаточной водонасыщенности горных пород такая схема представляется довольно полезной, поскольку позволяет оценить эффект блокировки крупных пор мелкими (если слева и справа от крупной поры будут мелкие, то вода из крупной поры не будет вытесняться, пока давление не станет таким, чтобы вытеснить воду из более мелких пор). Таким образом, за счет эффекта блокировки возникают защемленная вода или защемленные углеводороды.

На необходимость учета блокировки пор указал М. М. Эланский в 1978 г. [102]. Модель пористой среды продуктивных отложений, по М. М. Эланскому, основана на допущении, что в пустотном пространстве гидрофильной породы имеются каналы двух видов [106]: 1) микрокапилляры глинистого и карбонатного цемента, 2) макрокапилляры или каналы «скелета» породы, т. е. породы, не содержащей цемента. Микрокапилляры не участвуют в фильтрации и содержат адсорбированную (на поверхности глинистых частиц) и капиллярную (в порах карбонатного цемента) неподвижную (остаточную) воду. Макрокапилляры могут участвовать в фильтрационных процессах, хотя и содержат какое-то количе-

ство неподвижной (остаточной) воды. Макрокапилляры и микрокапилляры могут не сообщаться, а могут и сообщаться друг с другом. Поэтому они образуют три группы поровых каналов: 1) свободные, то есть не сообщающиеся с макрокапиллярами, микрокапилляры; 2) свободные макрокапилляры, участвующие в фильтрации воды и углеводородов; 3) макрокапилляры, блокированные микрокапиллярами и вследствие этого не участвующие в фильтрационных процессах. Величина коэффициента остаточной водонасыщенности определяется следующим выражением [107, 108]:

$$K_{\text{во}} = K_{\text{во ск}} (1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб}}) + (\beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб}}), \quad (5.9)$$

где

$$\beta_{\text{гл}} = \omega_{\text{адс}} \frac{K_{\text{гл}}}{K_{\text{п}}} = \frac{K_{\text{гл}} K_{\text{п гл}}}{K_{\text{п}} (1 - K_{\text{п гл}})}, \quad (5.10)$$

$$\beta_{\text{карб}} = \omega_{\text{адс}} \frac{K_{\text{карб}}}{K_{\text{п}}} = \frac{K_{\text{карб}} K_{\text{п карб}}}{K_{\text{п}} (1 - K_{\text{п карб}})}, \quad (5.11)$$

соответственно доли объема открытых пор, заполненных адсорбционной в глинистом и капиллярной в карбонатном цементе водой; $\omega_{\text{гл}}$ — адсорбированная водонасыщенность глинистого цемента; $\omega_{\text{карб}}$ — капиллярная водонасыщенность карбонатного цемента; $K_{\text{карб}}$ — объемная доля карбонатного цемента в породе; $K_{\text{п карб}}$ — пористость карбонатного цемента. Так же как и для других подобных моделей, практическая возможность ее использования ограничена необходимостью определения параметров цемента, что в практике лабораторных исследований керна является довольно трудоемкой и нетиповой задачей. В итоге базовые параметры цемента обычно задаются в виде констант, что по факту сводит модель к парной зависимости вида $K_{\text{во}} = F(K_{\text{п}})$.

Трудности в оценке определяющих коэффициентов петрофизических моделей, являющихся, по сути, переменными величинами, являются основной проблемой практической реализации многомерной петрофизики. Очевидно, что структурно-текстурные особенности горных пород существенным образом влияют на поведение их фильтрацион-

ных характеристик. В свою очередь, многообразие параметров, которыми можно описать указанные особенности, зачастую приводит к наличию различных базовых моделей, работающих только в определенных типах горных пород и не удовлетворяющих критерию универсальности. В этом отношении очевидно, что геометрические особенности распределения поровых каналов являются основной причиной, по которой в породе образуется то или иное количество остаточной воды. Таким образом, по результатам лабораторных определений коэффициентов пористости K_n и остаточной водонасыщенности $K_{во}$ на статистически представительной выборке можно получить некий количественный критерий, который численно отражает отклонение точек на зависимости $K_n - K_{во}$ в общей выборке всех определений. Подобный подход при моделировании фильтрационно-емкостных свойств горных пород применил К. В. Коваленко в 2015 году [52]. В основе данного подхода лежит понятие петрофизического инварианта Ψ , который представляет собой величину эффективной пористости $K_{п.эфф}$, нормированную на максимальное ее значение $K_{п.эфф.макс}$ и определяется выражением вида

$$\Psi = K_{п.эфф} / K_{п.эфф \max} \equiv (K_n - \mu) / (M - \mu), \quad (5.12)$$

где μ — объем порового пространства, занятый связанной водой при отсутствии эффективной пористости ($K_{п.эфф} = 0$); M — максимальное значение пористости K_n , при которой цемент и, соответственно, остаточная вода цемента отсутствуют в горной породе. Зависимость коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от величины петрофизического инварианта Ψ описывается выражением следующего вида:

$$K_{во}(\Psi) = 1 - \Psi(1 - a)(M / K_n), \quad (5.13)$$

где a — остаточная водонасыщенность матрицы горной породы без глинистого цемента. Сопоставив формулы (5.12) и (5.13), нетрудно показать, что в итоге коэффициент остаточной водонасыщенности будет зависеть от двух переменных: коэффициента эффективной пористости $K_{пэф}$ и коэффициента пористости K_n , поскольку все остальные коэффициенты уравнений являются константами. То есть по факту получаемая

математическая закономерность будет эквивалентна той, которую можно выразить из детерминированной модели (3.41) как

$$K_{\text{во}} = 1 - K_{\text{п.эфф}}/K_{\text{п}}, \quad (5.14)$$

поскольку $K_{\text{п.эфф max}} = M \cdot (1 - a)$.

Таким образом, петрофизический инвариант в модели остаточной водонасыщенности отражает некую количественную характеристику структуры порового пространства, которая пропорциональна коэффициенту эффективной пористости. Вместе с тем практический аспект применения такого подхода связан с необходимостью фиксирования параметра M , тогда как для различных литотипов горных пород с нулевой глинистостью единого стратиграфического объекта этот параметр может варьировать в достаточно широких пределах.

5.5. Петрофизическое моделирование коэффициента остаточной водонасыщенности на основе обобщенной модели эффективного порового пространства

Петрофизическая модель коэффициента остаточной водонасыщенности в рамках концепции связанности порового пространства (КСПП) определяется исходя из зависимостей (4.3) и (4.4), полученных для описания коэффициента эффективной пористости на основании компьютерного моделирования «протекаемого кластера». Формула (4.5) связывает коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$ с коэффициентом абсолютной проницаемости $K_{\text{пр}}$. Определяющими параметрами формулы являются коэффициенты B , C , D .

Результаты лабораторного моделирования коэффициентов остаточной водонасыщенности показывают, что даже при относительно высоких давлениях вытеснения более 8 атм существует слабо выраженная тенденция уменьшения значения $K_{\text{во}}$ при увеличении давления. Таким образом, обоснование коэффициентов B , C , D желательно проводить для априорно заданной величины P_k (базовое давление вытеснения). В теории КСПП базовое давление принято $P_{k.10} = 10$ атм. Данное

значение выбрано исходя из следующих практических соображений. Большинство экспериментов по моделированию величины $K_{во}$ косвенными методами на месторождениях ПАО «Газпром нефть» выполнено с максимальным давлением вытеснения 10 атм. Эквивалентное давление 10 атм для полностью гидрофильных коллекторов при разности плотности нефти и воды $0,2 \text{ г/см}^3$ в соответствии с формулой (5.5) будет соответствовать высоте залежи порядка 160 м. То есть для подавляющего большинства нефтяных ловушек Западной Сибири максимальное эквивалентное давление вытеснения в сводовых частях залежей будет менее 10 атм. Выбранная величина является лишь базовой точкой, при которой устанавливаются коэффициенты петрофизической модели $K_{во}$, т. е. при этом параметр ΔS в формуле (4.6) равен нулю. Сама же зависимость для текущего значения K_v может быть настроена на любое фактически достигнутое капиллярное давление вытеснения P_k , как больше ($\Delta S > 0$), так и меньше ($\Delta S < 0$) 10 атм. При этом коэффициенты петрофизической модели B , C , D для конкретной залежи являются константами и не зависят от максимально достигнутой величины P_k .

С целью практического применения выражения (4.6) было экспериментально установлено, что для терригенных отложений Западной Сибири зависимость величины ΔS от капиллярного давления P_k может быть удовлетворительно описана формулой следующего вида:

$$\Delta S = 1 - 10^{\frac{\lg\left(\frac{10}{P_k}\right)}{E \cdot \lg(K_{np}) + G}}, \quad (5.15)$$

где E и G — эмпирические коэффициенты.

Процедура настройки петрофизической модели остаточной водонасыщенности заключается в построении эмпирических связей $K_{во} = F(K_{np})$ для результатов капилляриметрических исследований образцов кернa при давлении вытеснения $P_k = 10$ атм. При этом теоретическая модель $K_{во}$ описывается формулой (4.6), в которой $\Delta S = 0$. Коэффициенты B , C , D подбираются исходя из наилучшего описания поля эмпирических точек.

На рисунках 5.12–5.16 приведены примеры зависимостей $K_{во}$ от $K_{пр}$, полученные при давлении вытеснения более 8 атм в лабораторных условиях для некоторых продуктивных объектов месторождений Западной Сибири. Различным цветом точек показаны величины коэффициентов пористости K_n .

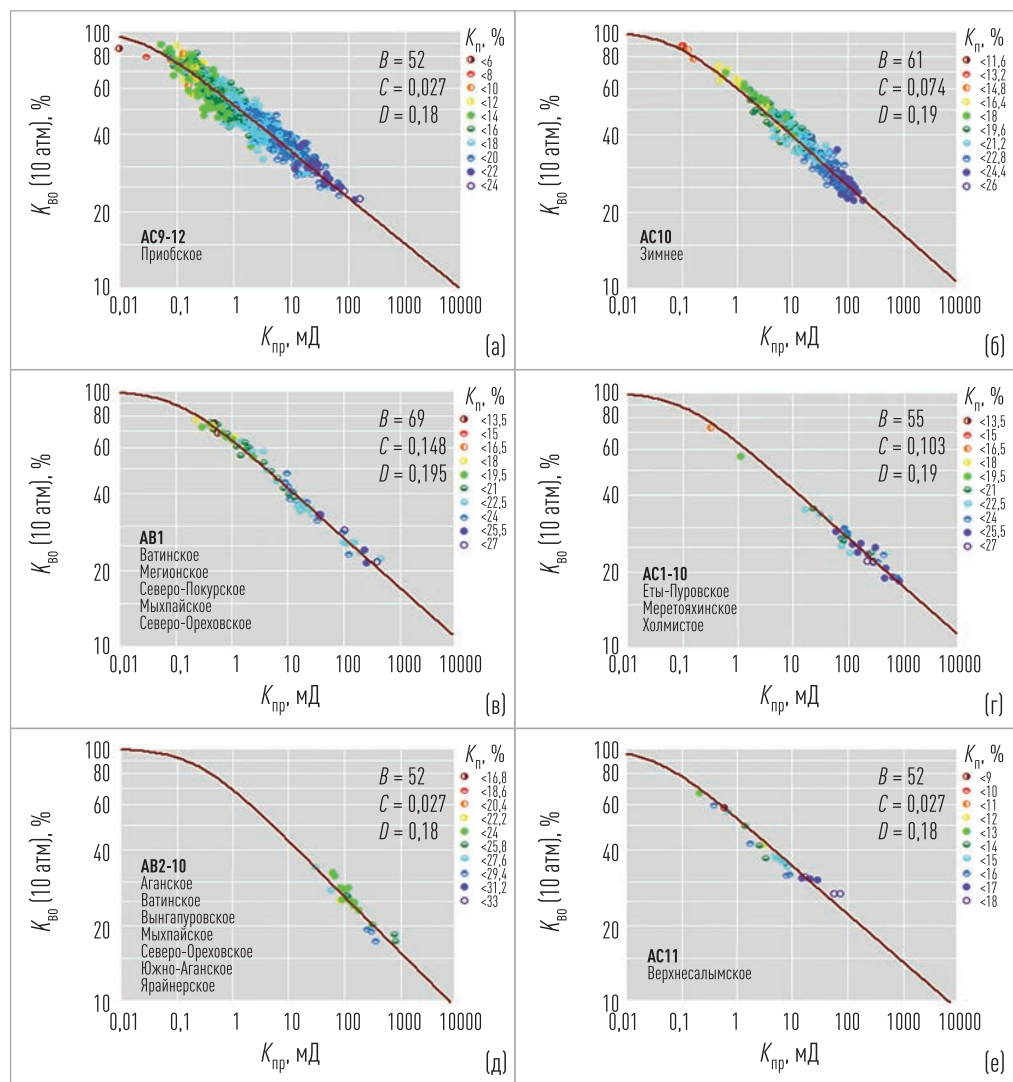


Рис. 5.12. Пример априорной настройки коэффициентов петрофизической модели остаточной водонасыщенности $K_{во}$ для отложений AC9-12 (а), AC10 (б), AB1 (в), AP1-10 (г), AB2-10 (д), AC11 (е) некоторых месторождений Западной Сибири

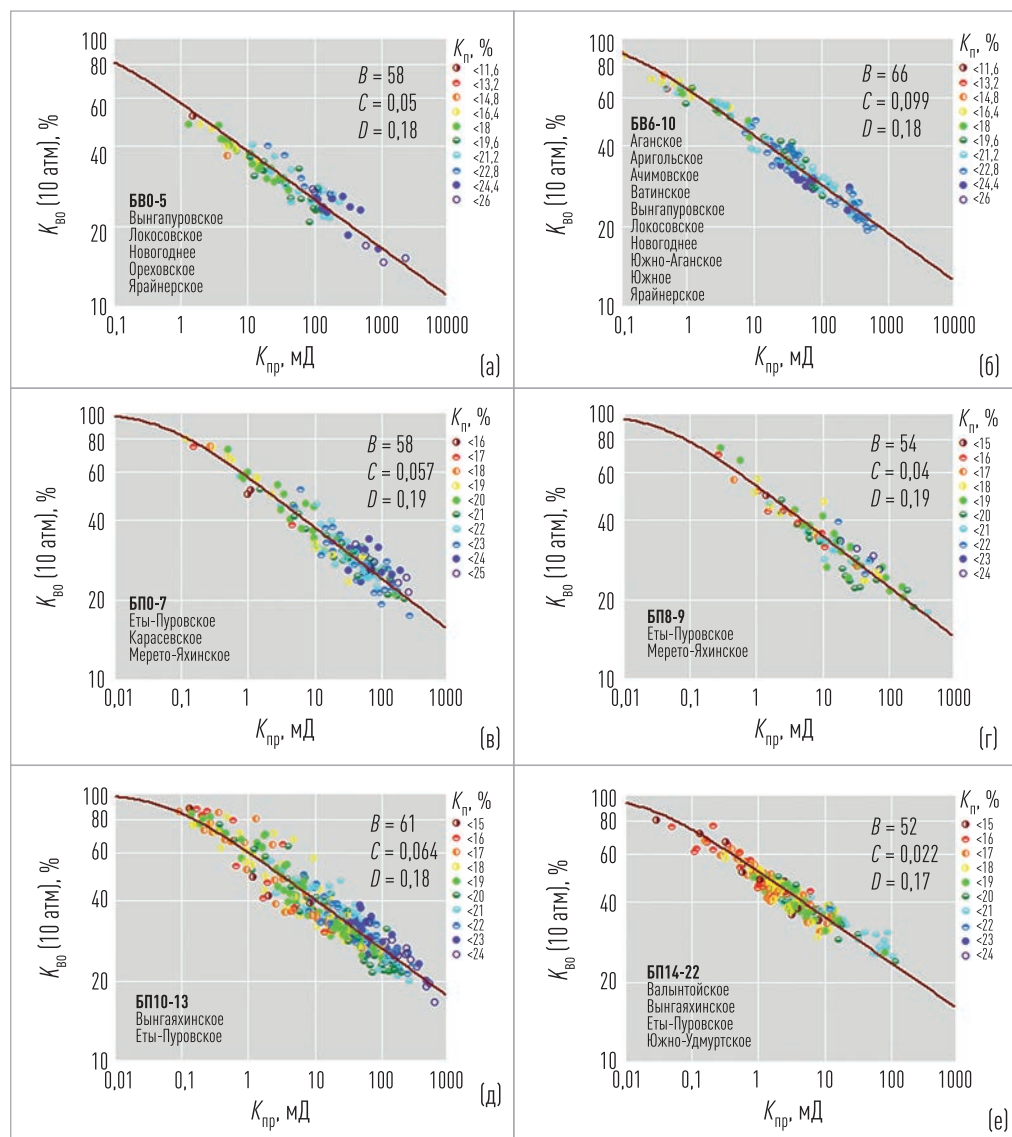


Рис. 5.13. Пример априорной настройки коэффициентов петрофизической модели остаточной водонасыщенности $K_{в0}$ для отложений БВ0-5 (а), БВ6-10 (б), БП0-7 (в), БП8-9 (г), БП10-13 (д), БП14-22 (е) некоторых месторождений Западной Сибири

Сплошной линией на рисунках показана теоретическая модель, полученная по формуле (4.6) в случае моделирования $K_{в0}$ при $P_k = 10$ атм ($\Delta S = 0$) или же полученная с учетом формулы (5.15) при максимальном

давлении вытеснения, не равном 10 атм. Как видно из рисунков, теоретическая модель хорошо описывает экспериментальные поля точек на зависимости $K_{во} = F(K_{пр})$. При этом отмечается, что привлечение коэффициента пористости K_n в качестве дополнительного параметра петрофизической модели $K_{во}$ при ее выражении через абсолютную проницаемость $K_{пр}$ практической значимости для рассмотренных примеров не несет. Это связано с тем, что парные зависимости $K_{во}$ от $K_{пр}$ при фиксированном давлении вытеснения P_k имеют достаточно высокую тесноту связи. При этом дополнительная кластеризация точек на эмпирических зависимостях по величине K_n не позволяет однозначно утверждать о том, что указанные зависимости будут более эффективно описаны трехмерной корреляцией вида $K_{во} = F(K_{пр}, K_n)$ по сравнению с использованным парным трендом $K_{во} = (K_{пр})$.

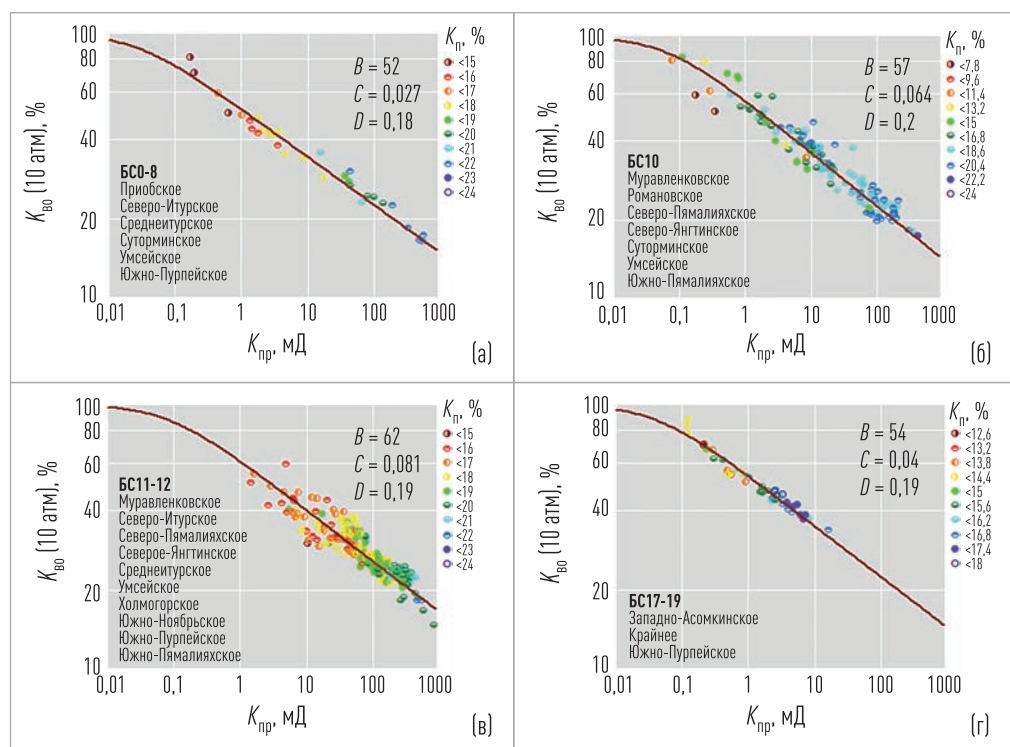


Рис. 5.14. Пример априорной настройки коэффициентов петрофизической модели остаточной водонасыщенности $K_{во}$ для отложений БС0-8 (а), БС10 (б), БС11-12 (в), БС17-19 (г) некоторых месторождений Западной Сибири

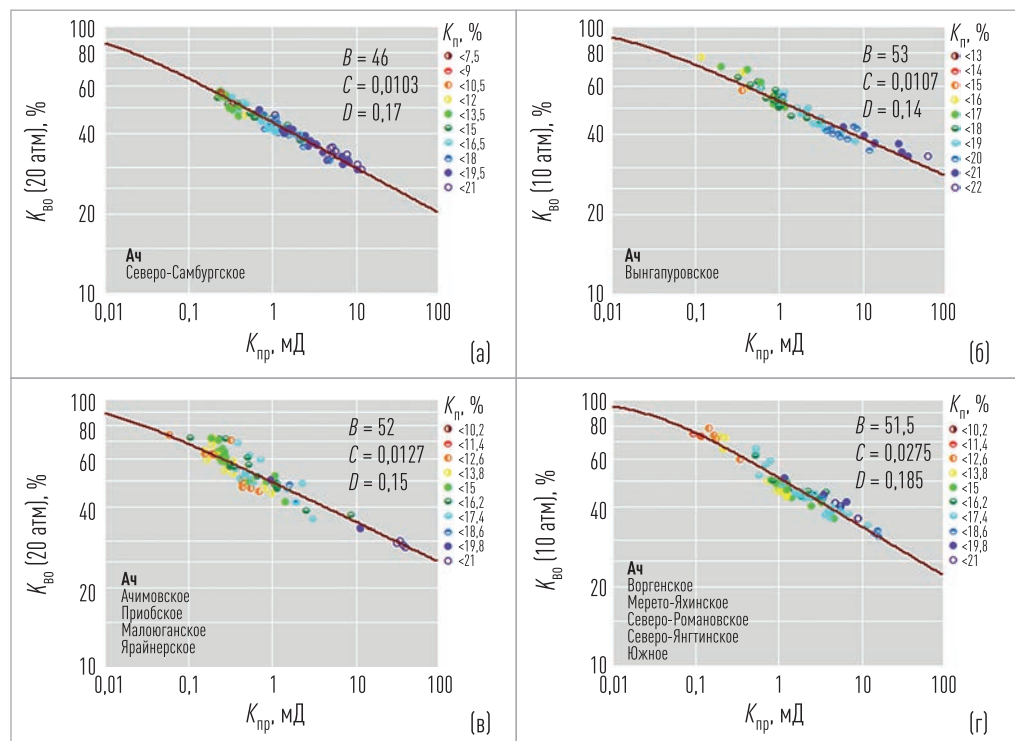


Рис. 5.15. Пример априорной настройки коэффициентов петрофизической модели остаточной водонасыщенности K_{90} для ачимовских отложений некоторых месторождений Западной Сибири

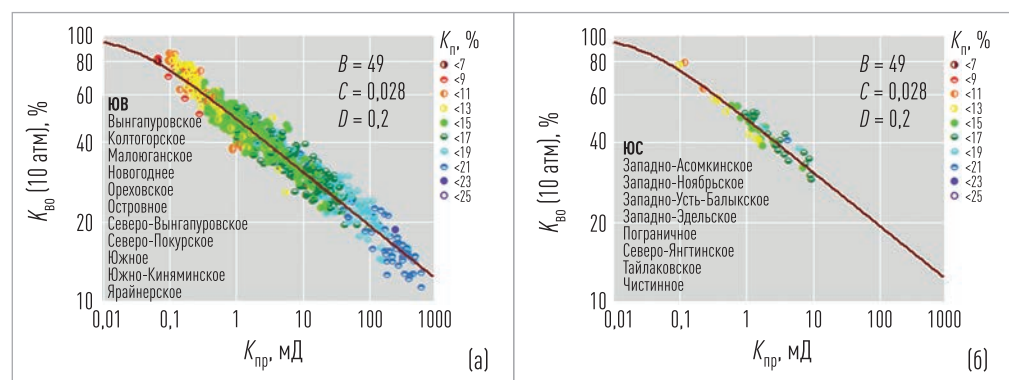


Рис. 5.16. Пример априорной настройки коэффициентов петрофизической модели остаточной водонасыщенности K_{90} для отложений ЮВ (а) и ЮС (б) некоторых месторождений Западной Сибири

Петрофизическая модель коэффициента текущей водонасыщенности K_v , выраженная относительно коэффициента пористости K_n и параметра связанности S , с учетом формул [3.68], [4.6] и [5.15] будет выглядеть следующим образом:

$$K_v = \frac{B}{\left[\exp \left(1 + A \cdot K_n^F - S - 10^{\frac{\lg\left(\frac{10}{P_k}\right)}{E \cdot \lg(K_{np}) + G}} \right) + C \right]^D} \quad (5.16)$$

При $P_k = 10$ атм формула (5.16) преобразуется в зависимость для коэффициента остаточной водонасыщенности следующего вида:

$$K_{vo} = \frac{B}{\left[\exp(A \cdot K_n^F - S) + C \right]^D} \quad (5.17)$$

На рисунках 5.17–5.20 приведены примеры графического представления эмпирических зависимостей K_{vo} от K_n и S (точки), а также

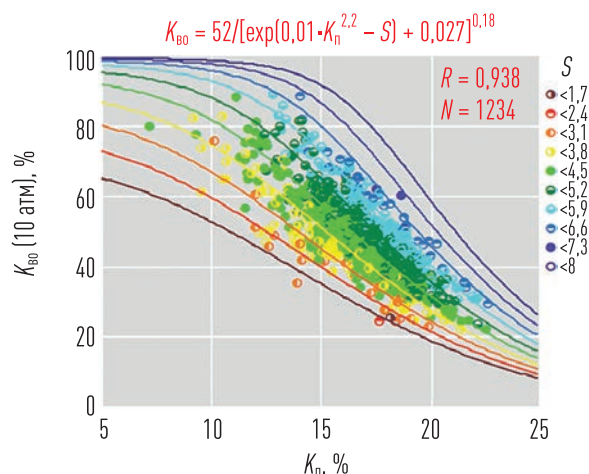


Рис. 5.17. Пример зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности K_{vo} от коэффициента пористости K_n и параметра связанности S для пластов АС₉₋₁₂ Приобского месторождения

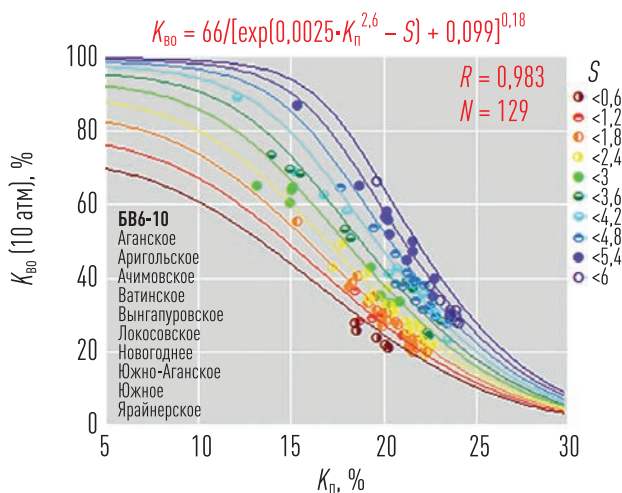


Рис. 5.18. Пример обобщенной зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от коэффициента пористости $K_{п}$ и параметра связанности S для пластов БС₆₋₁₀ некоторых месторождений Западной Сибири

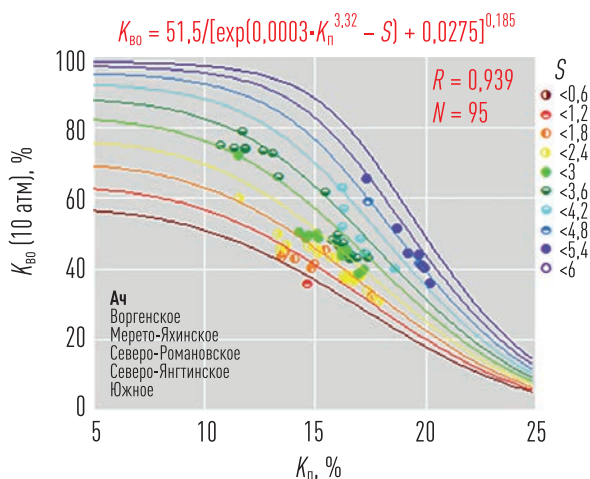


Рис. 5.19. Пример обобщенной зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от коэффициента пористости $K_{п}$ и параметра связанности S для пластов ачимовской толщи некоторых месторождений Западной Сибири

теоретические модели, рассчитанные по формуле (5.17) (линии). При этом параметр S для каждого образца ядра был рассчитан из формулы (3.68) по измеренным величинам пористости $K_{п}$ и абсолютной газопрооницаемости $K_{пр}$.

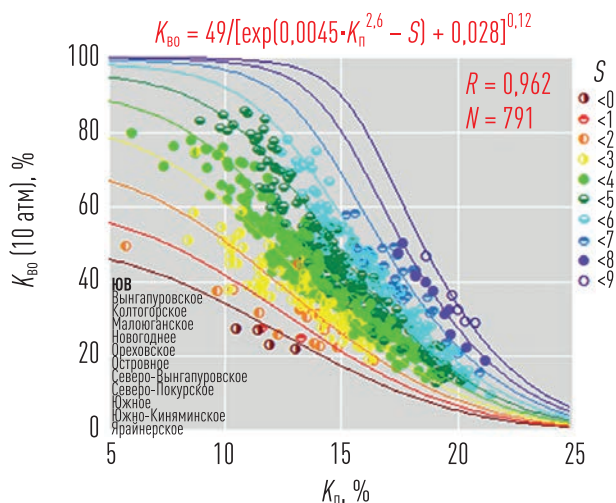


Рис. 5.20. Пример обобщенной зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от коэффициента пористости $K_п$ и параметра связанности S для пластов юрских отложений некоторых месторождений Западной Сибири

5.6. Построение капиллярных моделей на основе концепции связанности порового пространства

Модели капиллярного давления, обычно применяемые в практике, можно разделить на две категории: интерполяционные и эмпирические. Интерполяционные модели строятся по зависимости P_k от водонасыщенности по результатам лабораторных исследований образцов керна. Эмпирические модели основаны на статистических корреляциях между капиллярным давлением (или высотой над ЗЧВ — h) и насыщенностью. В качестве исходных данных, как правило, выступают лабораторные исследования или результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Очевидно, что любую капиллярную модель можно свести к модели остаточной водонасыщенности, приняв соответствующее максимальное капиллярное давление, достигнутое при оценке водонасыщенности по керну косвенными методами, или же высоту над ЗЧВ — h , соответ-

ствующую началу зоны предельной нефтенасыщенности изучаемой залежи.

Выбор нужной модели в каждом случае зависит от количества, типа и качества исходной информации о флюиде и коллекторе. Определяющими параметрами капиллярной модели обычно являются величины текущей водонасыщенности K_v , капиллярного давления P_k на границе раздела «воздух-вода» или расстояние от ЗЧВ – h , а также величина абсолютной газопроницаемости $K_{пр}$, открытая пористость K_n , отношение $K_{пр}/K_n$ или остаточная водонасыщенность $K_{во}$. Остальные коэффициенты моделей являются константами либо функциями величин пористости K_n , абсолютной проницаемости $K_{пр}$, эффективной пористости $K_{п.эфф}$ или остаточной водонасыщенности $K_{во}$. Привлечение той или иной модели в практике зачастую не обусловлено какими-либо объективными факторами, а проводится исходя из предпочтений и опыта конкретного специалиста с учетом наличия соответствующего программного обеспечения. При этом настройки модели осуществляются путем подбора соответствующих констант математических выражений (или их зависимостей от других определяющих факторов) на основании керновых данных или РИГИС.

Наиболее распространенной в практике эмпирической капиллярной моделью является функция Лаверетта (J -функция) [Leverett, 1941] [142], которая учитывает изменения проницаемости, пористости и смачиваемости коллектора при условии, что геометрия порового пространства остается неизменной. При этом разные типы пород характеризуются различными зависимостями для J -функции. В итоге для конкретных отложений модель сводится к зависимости J -функции от водонасыщенности K_v вида

$$J = P_k \frac{\left(\frac{K_{пр}}{K_n} \right)^{1/2}}{\sigma \cdot \cos \theta} = a K_v^{-b}, \quad (5.18)$$

где a и b — эмпирические константы, σ и θ — соответственно поверхностное натяжение и краевой угол смачивания для условий проведения

эксперимента, т. е. для типовых условий — на границе раздела «воздух–вода».

Другой, довольно часто используемой капиллярной моделью является модель Брукса–Кори [119]. В данной модели используется понятие приведенной водонасыщенности S_e , которая определяется как

$$S_e = \frac{K_b - K_{bo}}{1 - K_{bo}}. \quad (5.19)$$

Для каждой капиллярной кривой функция S_e задается в виде ее зависимости от капиллярного давления P_k следующим образом:

$$S_e = \left(\frac{P_k}{P_d} \right)^{-\lambda} \quad \text{при} \quad P_k \geq P_d, \quad (5.20)$$

где P_d — давление начала фильтрации, определяемое как минимальное давление, выше которого зависимость водонасыщенности от капиллярного давления близка к степенной функции. Обычно коэффициенты K_{bo} , λ , и P_d принимаются в виде их зависимостей от величин $K_{пр}$, K_n или их отношения $K_{пр}/K_n$. Как показывает практика, капиллярная модель Брукса–Кори точнее описывает фактические капиллярные кривые по сравнению с моделью J -функции, однако без соответствующего программного обеспечения ее настройка является более трудоемкой задачей.

В литературе описано довольно много различных подходов к построению капиллярной модели коллектора. В качестве примера можно привести такие зарубежные подходы, как модель Тиксье (Tixer M. P., 1949) [156]; модель Гутри и Гринбергера (Guthrie, Greenberger, 1955) [130]; модель Томира (Thomeer, 1960) [158] и ее модификация, предложенная Ву и Бергом (Wu, Berg, 2003) [160]; модель Хеселдина (Heseldin, 1974) [132]; модель Квона и Пикетта (Kwon, Pickett, 1975) [140]; модель Джонсона (Johnson, 1987) [133]; модель Алгера и др. (Alger R. P., Luffel D. L., Truman R. B., 1989) [111]; модель Кадди и др. (Cuddy, Allinson, Steele, 1993) [126]; модель Скелта и Харрисона (Skelt, 1996;

Skelton, Harrison, 1995) [147, 148] и др. В отечественной практике известны подходы, изложенные в работах Т. Ф. Дьяконовой и др. [35], Д. А. Кожевникова и К. В. Коваленко [54], В. С. Афанасьева [6].

В рамках концепции связанности порового пространства модель текущей водонасыщенности описывается выражением (4.6), которое с учетом формулы (5.15) можно представить в следующем виде:

$$K_v = \frac{B}{\left[K_{np} \cdot \exp \left(1 - 10^{\frac{\lg \left(\frac{10}{P_k} \right)}{E \cdot \lg(K_{np}) + G}} \right) + C \right]^D}. \quad (5.21)$$

Коэффициенты B , C и D определяются при настройке петрофизической модели коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$, поэтому настройка модели (5.21) заключается только лишь в подборе коэффициентов E и G . Примеры априорной настройки коэффициентов капиллярных моделей для различных объектов на месторождениях Западной Сибири приведены на рисунках 5.21–5.26.

Точками на рисунках показаны результаты лабораторного моделирования текущей водонасыщенности K_v для образцов с абсолютной газопроницаемостью $K_{пр}$ при заданных капиллярных давлениях P_k (цвет точек). Сплошными линиями представлены результаты расчетов по формуле (5.24).

Как видно из приведенных примеров, наблюдается хорошая сходимость теоретических значений с результатами лабораторных экспериментов во всем диапазоне изменения параметров K_v и P_k . При этом коэффициенты корреляции полученных зависимостей изменяются от 0,973 до 0,994.

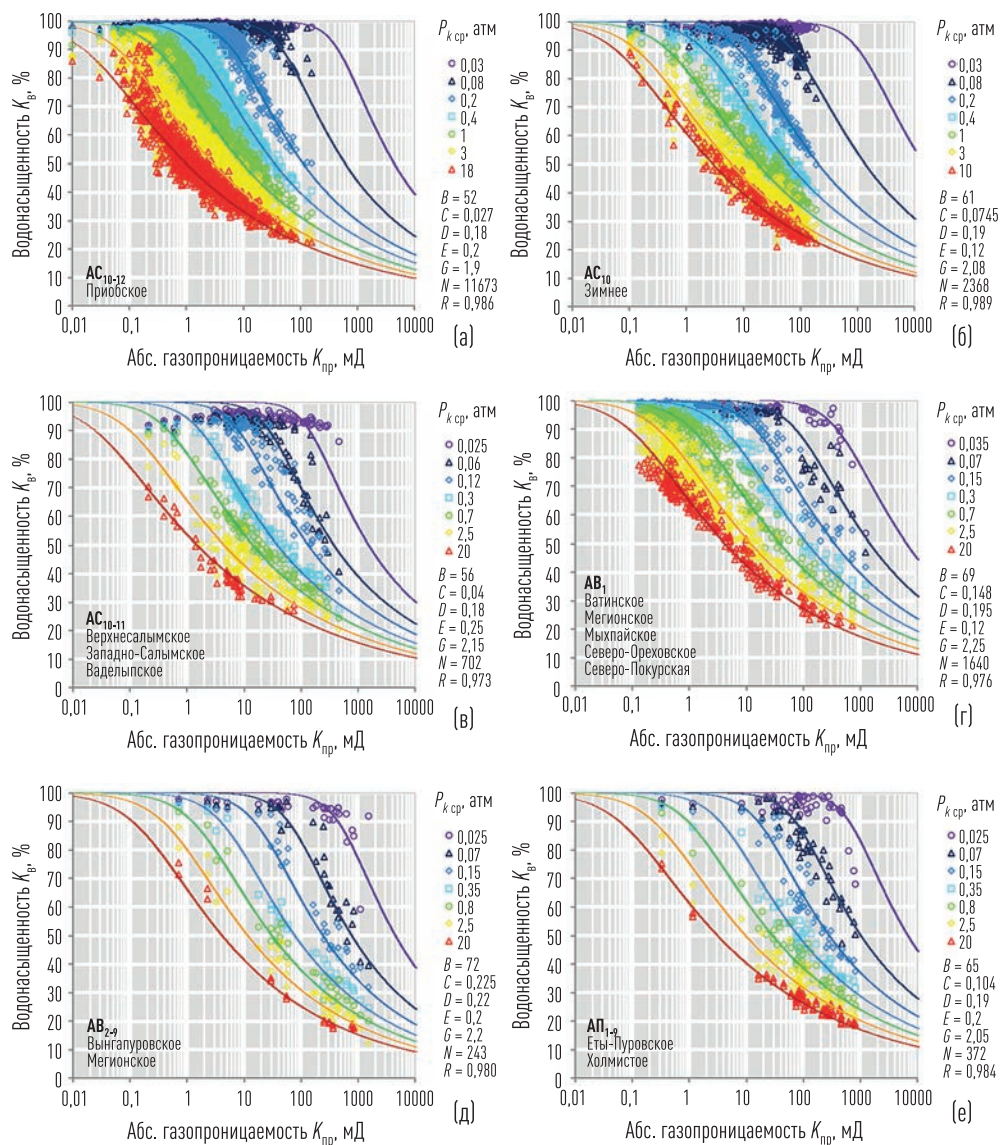


Рис. 5.21. Примеры настройки капиллярных моделей для отложений AC₁₀₋₁₂ Приобского (а), AC₁₀ Зимнего (б), AC₁₀₋₁₁ Верхнесалымского, Западно-Салымского, Ваделыпского (в), АВ₁ Ватинского, Мегионского, Мыхайского, Северо-Ореховского, Северо-Покурского (г), АВ₂₋₉ Вынгапуровского, Мегионского (д), АП₁₋₉ Еты-Пуровского и Холмистого (е) месторождений

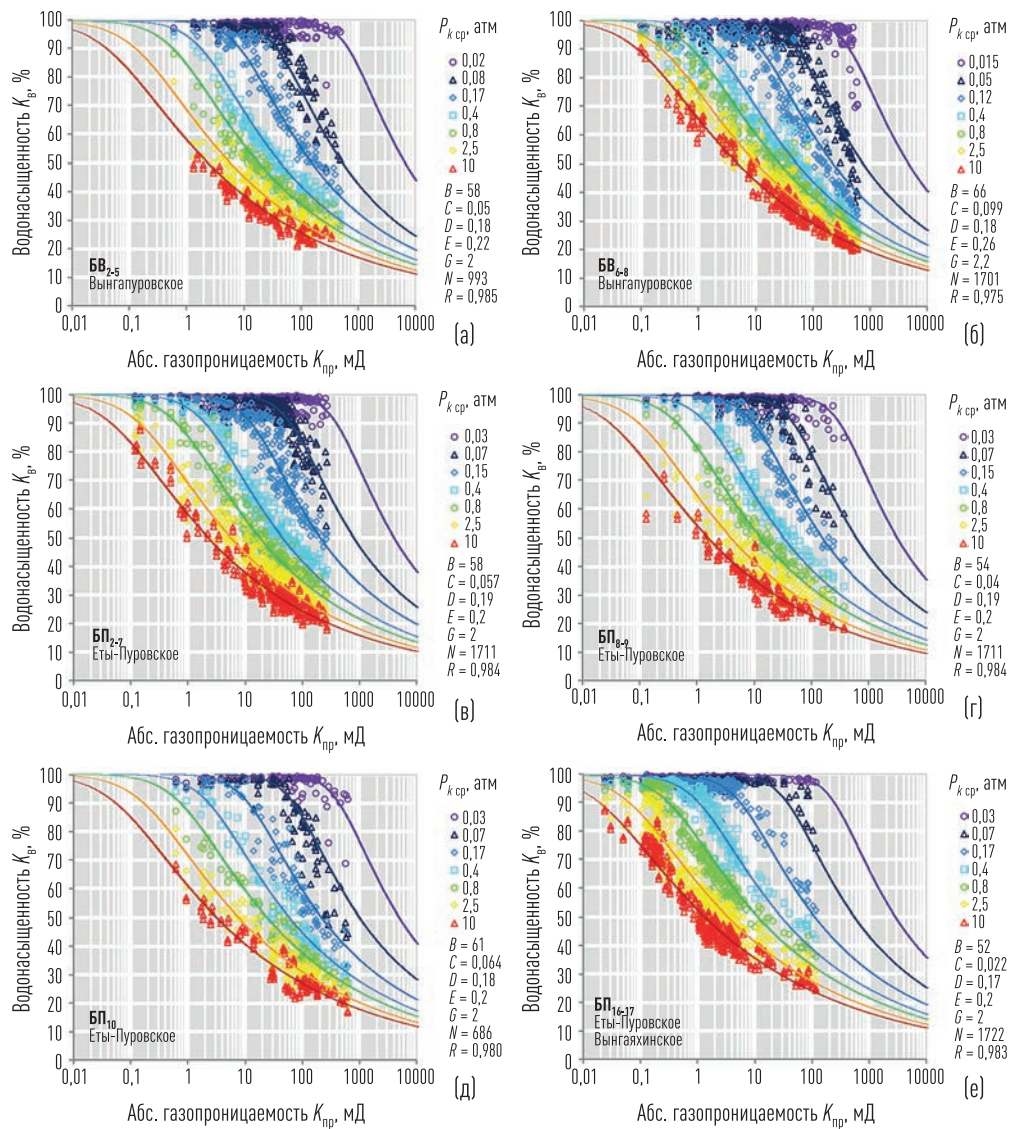


Рис. 5.22. Примеры настройки капиллярных моделей для отложений $БВ_{2-5}$ (а) и $БВ_{6-8}$ (б) Вынгапуровского, $БП_{2-7}$ (в), $БП_{8-9}$ (г), $БП_{10}$ (д) Еты-Пуровского, $БП_{16-17}$ Еты-Пуровского и Вынгайинского (е) месторождений

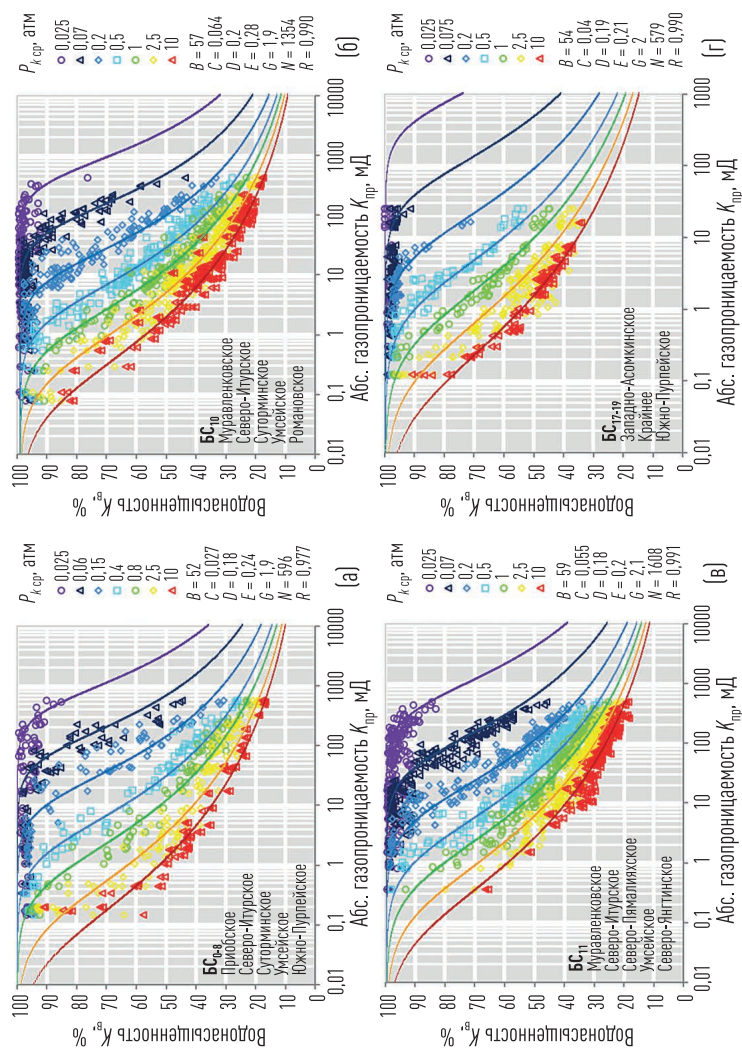


Рис. 5.23. Примеры настройки капиллярных моделей для отложений BS_{0-8} Приобского, Северо-Итурского, Суторминского, Умсайского, Южно-Пурпейского (а), BS_{10} Муравленковского, Северо-Итурского, Суторминского, Умсайского, Романовского (б), BS_{11} Муравленковского, Северо-Итурского, Северо-Памалыахского, Умсайского, Северо-Янгтинского (в), BS_{17-19} Западно-Асминского, Крайнего и Южно-Пурпейского (г) месторождений

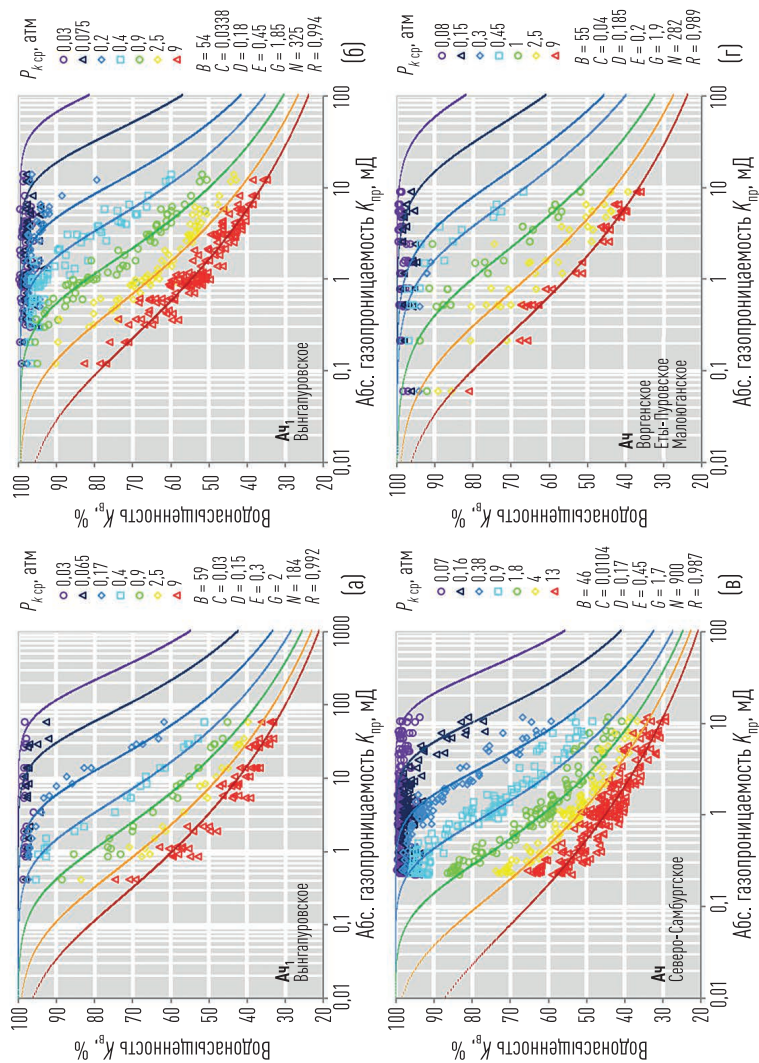


Рис. 5.24. Примеры настройки капиллярных моделей для отложений $A_{ч1}$ (а) и $A_{ч2}$ (б) Вынгапуровского, Ач Северо-Самбургского (в), а также Ач Воргеньского, Еты-Пуровского и Малоюганского (г) месторождений

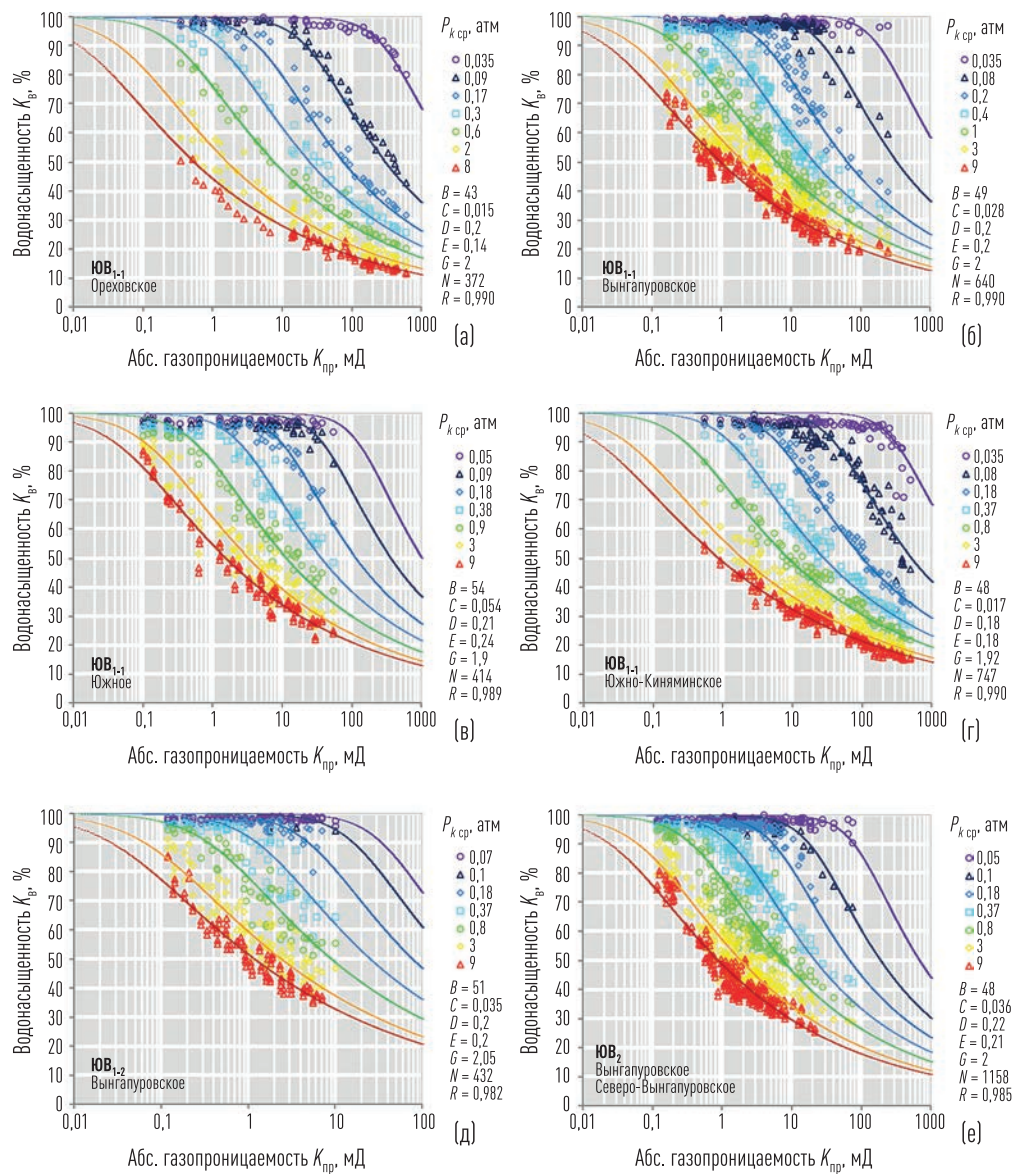


Рис. 5.25. Пример обобщенных капиллярных моделей для отложений ЮВ₁₋₁ Ореховского (а), Вынгапуровского (б), Южного (в), Южно-Кияминского (г), ЮВ₁₋₂ Вынгапуровского (д) и ЮВ₂ Вынгапуровского и Северо-Вынгапуровского (е) месторождений

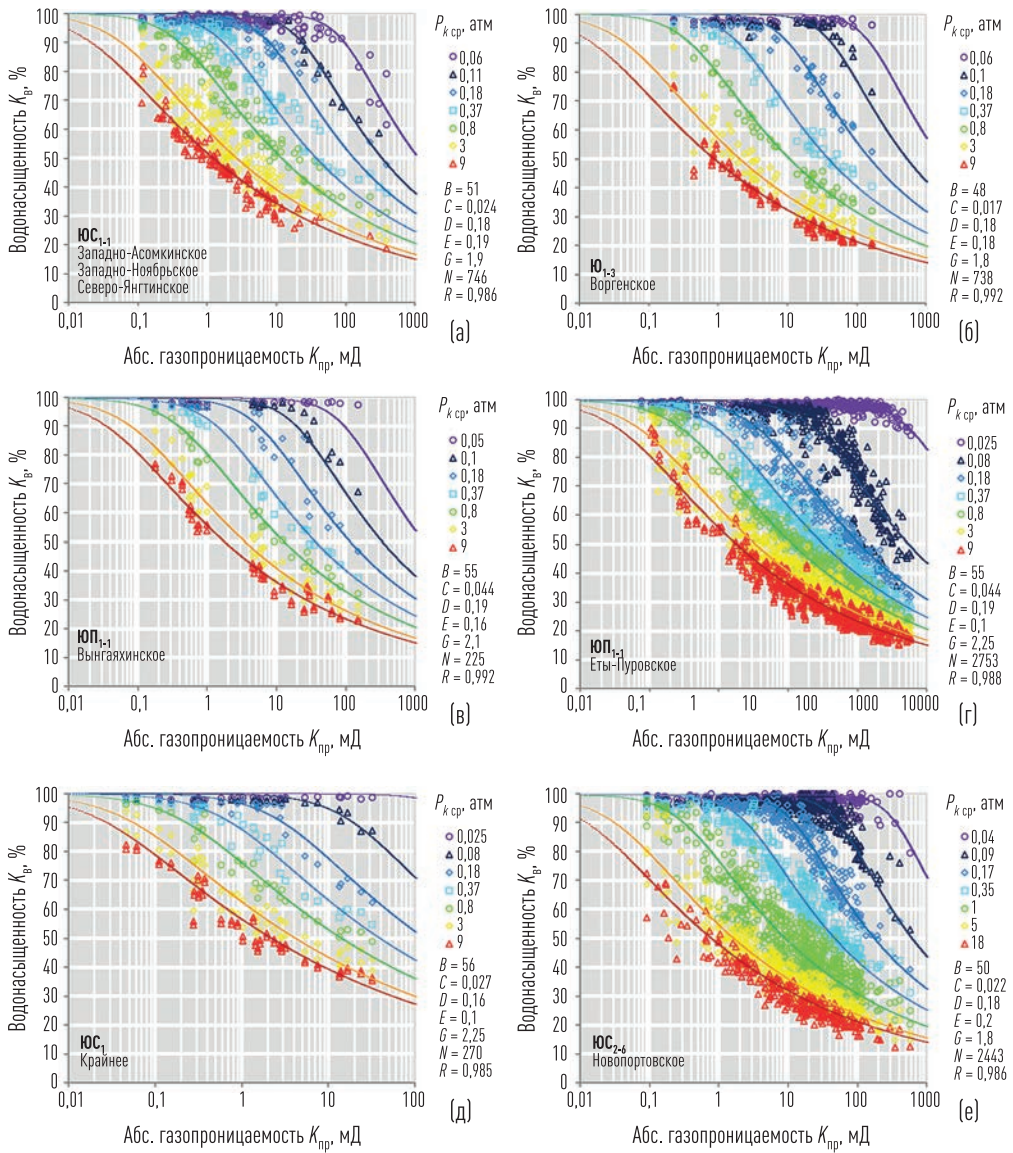


Рис. 5.26. Пример обобщенных капиллярных моделей для отложений ЮС₁₋₁ Западно-Асомкинское, Западно-Ноябрьское, Северо-Янгтинское (а), Ю₁₋₃ Воргенское (б), ЮП₁₋₁ Вынгайхинское (в) и Еты-Пуровское (г), ЮС₁ Крайнего (д) и Ю₂₋₆ Новопортовского (е) месторождений

5.7. Использование капиллярных моделей для верификации и корректировки результатов моделирования остаточной водонасыщенности

Верификация результатов моделирования водонасыщенности по отдельным скважинам с использованием капиллярных моделей подразумевает прогноз средних давлений, на которых были получены данные. Обычно такая задача актуальна при анализе результатов моделирования начальной нефтенасыщенности K_{nn} (или остаточной водонасыщенности с учетом того, что $K_{nn} = 1 - K_{во}$) в экспериментах по вытеснению нефти водой. Очевидно, что соответствие условий проведения эксперимента по моделированию вытеснения геологическим условиям залегания пластов отражается в модельных величинах коэффициентов K_{nn} . При этом начальная нефтенасыщенность (остаточная водонасыщенность) должна быть получена при соответствующих давлениях вытеснения, рассчитанных по формуле (5.5), исходя из высоты соответствующей части залежи над уровнем ЗЧВ.

В качестве примера на рисунке 5.27 приведен анализ результатов моделирования начальной нефтенасыщенности (остаточной водонасыщенности) на образцах керна, отобранных в различных скважинах в интервале пласта Ю₁ Ярайнерского месторождения. Данные результаты были получены в экспериментах по моделированию вытеснения нефти водой. Как видно из сопоставления результатов моделирования начальной нефтенасыщенности $K_{nn} = 100 - K_{во}$ для различных скважин были получены при различных средних давлениях вытеснения (от 20 до 0,9 атм). Таким образом, верификация результатов позволяет привязать полученные эксперименты к соответствующим частям переходной зоны продуктивной залежи и получить более детальную модель вытеснения с учетом закономерного снижения (при прочих равных условиях) начальной водонасыщенности при приближении к ЗЧВ.

Задача корректировки результатов моделирования остаточной водонасыщенности является актуальной при обосновании граничных значений ФЕС корреляционным (петрофизическим способом). В этом

случае рекомендуется в качестве базовых исходных данных использовать результаты моделирования $K_{\text{во}}$, полученные при эквивалентных давлениях вытеснения P_k по крайней мере более 10 атм. Как уже отмечалось ранее, в случае использования стандартных центрифуг такие давления вытеснения не достигаются. Привлечение капиллярной модели позволяет пересчитать полученные величины водоудерживающей способности $K_{\text{вс}}$, полученные на стандартных центрифугах при фактическом давлении вытеснения P_k , в значения остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$ для заданного эквивалентного максимального давления вытеснения P_k , достигнутого с использованием соответствующей полупроницаемой мембраны или ультрацентрифуги. Пересчет проводится по формуле следующего вида:

$$K_{\text{во}} = \frac{B}{\left[\frac{\left[\frac{B}{K_{\text{вс}}} \right]^{1/D} - C}{\exp(-\Delta S)} + C \right]^D}. \quad (5.22)$$

При известных значениях констант капиллярной модели B , C и D настройка формулы пересчета заключается в подборе параметра ΔS . Это можно сделать двумя путями. Первый вариант — построить сопоставление результатов определения $K_{\text{во}}$ и $K_{\text{вс}}$ для одних и тех же образцов керна. На полученное сопоставление нанести результат расчета по формуле (5.22) (рис. 5.28,а). Подобрать ΔS по критерию наилучшей сходимости поля фактических точек с рассчитанным вариантом. В случае отсутствия вышеуказанной выборки результатов определения $K_{\text{во}}$ и $K_{\text{вс}}$, или ее статистической не представительности, рекомендуется использовать другой способ, который заключается в следующем. Строится сопоставление результатов определений $K_{\text{во}}$ и $K_{\text{вс}}$ с коэффициентом абсолютной проницаемости $K_{\text{пр}}$. Величины $K_{\text{вс}}$ пересчитываются по формуле (5.22). При этом величина ΔS подбирается для каждой скважины таким образом, чтобы облака точек на сопоставлениях $K_{\text{во}} - K_{\text{пр}}$ для пересчитанных и фактически полученных параметров совпадали (рис. 5.28,б).

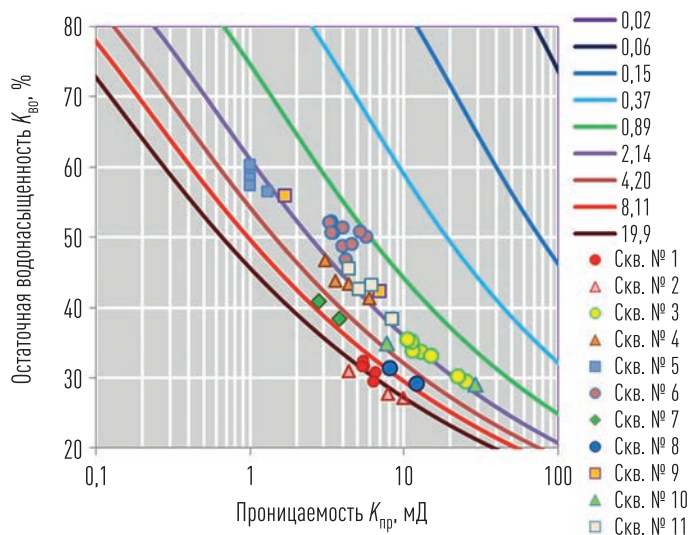


Рис. 5.27. Пример верификации результатов моделирования начальной нефтенасыщенности на образцах керна отложений Ю, Ярайнерского месторождения (шифр точек — результаты по условным номерам скважин, линии — расчет K_v по капиллярной модели)

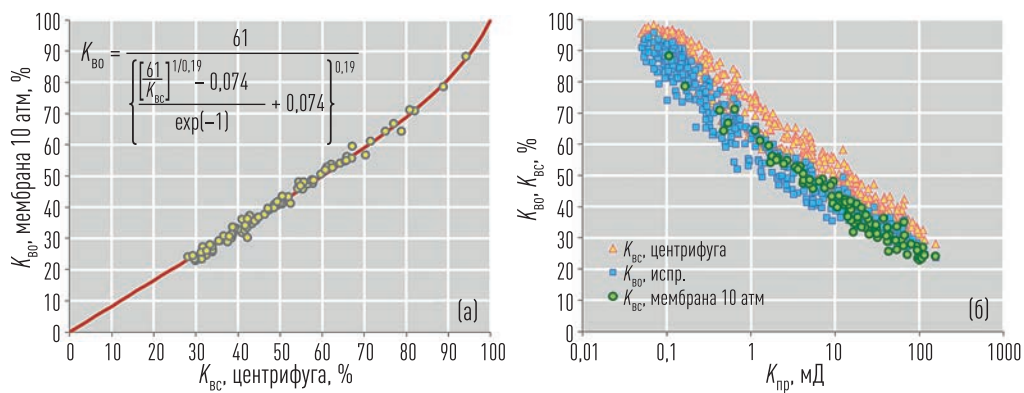


Рис. 5.28. Примеры пересчета $K_{вс}$ в $K_{во}$ для пласта АС₁₂ Зимнего месторождения

6

ОБОСНОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕНКИ ИХ ОБВОДНЕННОСТИ

6.1. Понятие породы-коллектора в концепции связанности порового пространства

В основе оценки геологических запасов нефти, газа и конденсата лежит следующее определение породы-коллектора [69]. Породой-коллектором называют породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах. То есть породами-коллекторами можно считать те разности, в поровом пространстве которых возможна фильтрация флюидов. К традиционным продуктивным коллекторам относятся интервалы, в поровом пространстве которых возможна фильтрация углеводородов при образовании залежи. Очевидно, что понятие «фильтрация» должно соотноситься с пластовыми условиями, в которых находится порода, градиентом давления, который обуславливает движение флюидов, а также их физическими свойствами и особенностями взаимодействия последних с твердой фазой породы. Поскольку изначальное образование осадочных горных пород происходило в водной среде, то часть их порового пространства занята связанной (неподвижной) водой, которая не будет участвовать в процессе фильтрации. В случае когда все поровое пространство занято остаточной водой: $K_{во} = 100\%$ ($K_{п.эфф} = 0$), подвижной воды в горной породе существовать не может.

Согласно моделям $K_{во}$, приведенным на рисунках 5.12–5.16, для рассмотренных в главе 5 отложений такая ситуация в большинстве случаев характерна при их абсолютной газопроницаемости $K_{пр} < 0,01$ мД. При этом многими специалистами принимается, что для полностью водонасыщенных или водогазонасыщенных пород движение флюида будет

возможно при $K_{во} < 100\%$ (или $K_{п.эфф} > 0$). Это очевидно иллюстрируют результаты моделирования коэффициентов остаточной водонасыщенности на керне, когда с помощью центрифугирования или метода полупроницаемой мембраны на низкопроницаемых образцах $K_{пр} < 0,1-1$ мД получают значения $K_{во}$ порядка 80–90 %. В данном случае принимается тот факт, что если воду отжали из образца, то она является подвижной и, следовательно, может участвовать в процессе фильтрации. Это является очевидным на масштабе стандартного образца керна, однако при переходе к масштабу прослая данный факт очевидным уже не является.

В главе 4 на основе результата компьютерного моделирования был рассмотрен вопрос влияния размера системы на относительную долю ПК в окрестности порога протекания. На рисунках 4.20 и 4.21 показаны закономерности изменения сечения ПК — S_k по срезам системы поперек направления «протекания» в зависимости от доли проводников для двух кубических решеток. Величина S_k может пониматься как некий относительный объем проводников, геометрически связанных между собой в «протекаемый кластер», т. е. может отождествляться с долей порового пространства, через которое может осуществляться фильтрация. На масштабах моделей этот относительный объем может уменьшаться (сходиться) от начального сечения к конечному сечению модели. Очевидно, что в случае увеличения количества срезов модели сходящийся ПК в конечном итоге станет иметь нулевое значение на каком-то срезе увеличенной по направлению «протекания» модели (рис. 4.17). То есть при наличии в системе сходящегося ПК вопрос о том, будет она «протекаема» или нет, определяется размером этой системы по направлению «протекания». Данные аналогии можно перенести с теоретических моделей на образцы керна горных пород. В масштабе образца фильтрация (или отжим воды в эксперименте) при относительно низких фильтрационно-емкостных свойствах будет возможна, поскольку в образце керна небольшого размера будет существовать сходящийся ПК. Однако при таких же свойствах прослая горной породы, из которого был выбурен образец, он не будет являться коллектором, поскольку на масштабах латерального простираия пласта

фильтрация будет невозможна. Таким образом, способность передвижения флюидов в породе на относительно большие расстояния будет обеспечена при наличии в породе несходящегося ПК, который можно рассматривать как аналог бесконечного кластера БК в терминах теории протекания.

Компьютерное моделирование показало (см. главу 4), что граничная доля среднего значения относительной доли ПК (P_k) в системе при образовании несходящегося кластера зависит от распределения вероятности связи быть проводником $P_s[i]$. Для изотропного распределения величин $P_s[i]$ среднестатистическая доля ПК на границе образования сходящихся кластеров варьирует от 0,2 до 0,32. В случае повышения анизотропии системы в поперечном к «протеканию» направлении эта величина при прочих равных условиях увеличивается. Например, для соотношений $P_s[i(v)] = 1$, $P_s[i(g)] = 0,01$ среднестатистическое значение данной величины составляет 0,46 (рис. 4.22).

Таким образом, на основании результатов компьютерного моделирования можно сформулировать следующие предположения.

1. Возможность фильтрации флюида в поровом пространстве горной породы на масштабах прослоев обусловлена наличием несходящегося кластера участвующих в фильтрации пор.
2. Граничные значения ФЕС для фильтрации воды, нефти, газоконденсата или газа не должны существенно отличаться, поскольку несходящийся кластер — геометрическое понятие граничного объема проводников, выше которого принципиально возможно движение флюидов на любое расстояние. В теории протекания эта ситуация аналогична образованию бесконечного кластера (БК), который в момент его образования имеет определенный конечный объем. Величина этого объема зависит от пористости, вероятности наличия связи между порами и ее распределения относительно направления фильтрации.
3. На границе «коллектор – неколлектор» относительный объем несходящегося кластера составляет $1 - K_{\text{во.гр}}$.
4. Граничное значение остаточной водонасыщенности $K_{\text{во.гр}}$ должно коррелировать с параметром связанности S .

6.2. Корреляционный способ обоснования граничных значений фильтрационно-емкостных свойств для выделения терригенных коллекторов

В соответствии с методическими рекомендациями [69] при обосновании количественного критерия «коллектор – неколлектор» в терригенных породах корреляционным способом используется в основном петрофизическая информация. Для этих целей выполняются следующие построения:

1. Сопоставление общей пористости K_p и эффективной $K_{п.эфф}$ (для газовых залежей) или динамической $K_{пд}$ (для нефтяных залежей) пористости, где $K_{пэф} = K_p \cdot (1 - K_{во})$, $K_{пд} = K_p \cdot (1 - K_{во} - K_{но})$, $K_{во}$ — остаточная (неснижаемая) водонасыщенность, $K_{но}$ — остаточная нефтенасыщенность.
2. Сопоставление пористости K_p и эффективной проницаемости $K_{пр.эфф}$, где $K_{пр.эфф}$ — проницаемость при наличии в пустотном пространстве исследуемого образца остаточной (неснижаемой) водонасыщенности.
3. Установление наличия либо отсутствия проникновения фильтрата ПЖ в пласты, которое определяется по результатам специальных исследований керна. При этом оценивается превышение измеренных значений текущей водонасыщенности K_v над остаточной $K_{во}$.
4. Анализ результатов измерения минерализации воды в поровом пространстве образцов керна.
5. Сопоставление относительной глинистости $N_{гл} = K_{гл} / (K_{гл} + K_p)$ с $K_{пр}$ или K_p .

В практике подсчетов запасов наибольшее распространение получил первый способ обоснования граничных значений, основанный на сопоставлении коэффициентов открытой и динамической пористости. В случае если остаточная водонасыщенность моделировалась с помощью обычных центрифуг, ее рекомендуется скорректировать с помощью формулы (5.22). Кроме того, при расчете коэффициента динамиче-

ской пористости возникает вопрос о величине начальной нефтенасыщенности, заданной при моделировании остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$. В. П. Соничем и др. [91] было показано, что для коллекторов Западной Сибири величина остаточной нефтенасыщенности при постоянной линейной скорости фильтрации воды $V_{лин}$ уменьшается при снижении начальной нефтенасыщенности $K_{нн}$. Таким образом, при моделировании начальной нефтенасыщенности с помощью предварительной отгонки воды с помощью обычных центрифуг начальная нефтенасыщенность может быть занижена, что отразится в соответствующем занижении величины остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$. В этом случае полученные значения $K_{но}$ требуют корректировки. В работе [91] для продуктивных отложений АВ, БВ и ЮВ Среднего Приобья Западной Сибири установлены обобщенные по группам пластов зависимости коэффициента остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$ от коэффициента начальной нефтенасыщенности $K_{нн}$ и линейной скорости фильтрации воды $V_{лин}$ следующего вида:

$$\text{пласты АВ:} \quad K_{но} = 20 + (K_{нн} - 30) \cdot (0,312 - 0,415 \cdot \lg V_{лин}); \quad (6.1)$$

$$\text{пласты БВ:} \quad K_{но} = 23 + (K_{нн} - 30) \cdot (0,299 - 0,271 \cdot \lg V_{лин}); \quad (6.2)$$

$$\text{пласты ЮВ:} \quad K_{но} = 19 + (K_{нн} - 30) \cdot (0,244 - 0,286 \cdot \lg V_{лин}). \quad (6.3)$$

Используя данные уравнения, можно записать формулы для корректировки $K_{но.изм}$ в случае, если начальная нефтенасыщенность моделировалась с помощью обычных центрифуг:

$$\text{пласты АВ:} \quad K_{но.испр} = K_{но.изм} + (K_{вц} - K_{во}) \cdot (0,312 - 0,415 \cdot \lg V_{лин}); \quad (6.4)$$

$$\text{пласты БВ:} \quad K_{но.испр} = K_{но.изм} + (K_{вц} - K_{во}) \cdot (0,299 - 0,271 \cdot \lg V_{лин}); \quad (6.5)$$

$$\text{пласты ЮВ:} \quad K_{но.испр} = K_{но.изм} + (K_{вц} - K_{во}) \cdot (0,244 - 0,286 \cdot \lg V_{лин}). \quad (6.6)$$

На рисунке 6.1 приведены сопоставления средних значений граничных величин коэффициента пористости $K_{п.гп}$, проницаемости $K_{пр.гр}$, эффективной пористости $K_{п.эфф.гр}$ и остаточной водонасыщенности $K_{во.гр}$, обоснованные при выполнении подсчетов запасов продуктивных залежей Вынгапуровского, Еты-Пуровского, Вынгаяхинского, Крайнего,

Романовского, Спорышевского, Средне-Итурского, Сугмутского, Суторминского, Северо-Янгтинского, Умсейского и Ярайнерского месторождений с помощью корреляционного способа. Различными точками обозначена принадлежность граничных параметров к отложениям, стратиграфически приуроченным к группам пластов ПК, А, Б, Ю. Как видно из сопоставлений, граничные значения коэффициентов пористости, эффективной пористости и проницаемости имеют выраженную закономерность к снижению от пластов ПК к пластам юрских отложений.

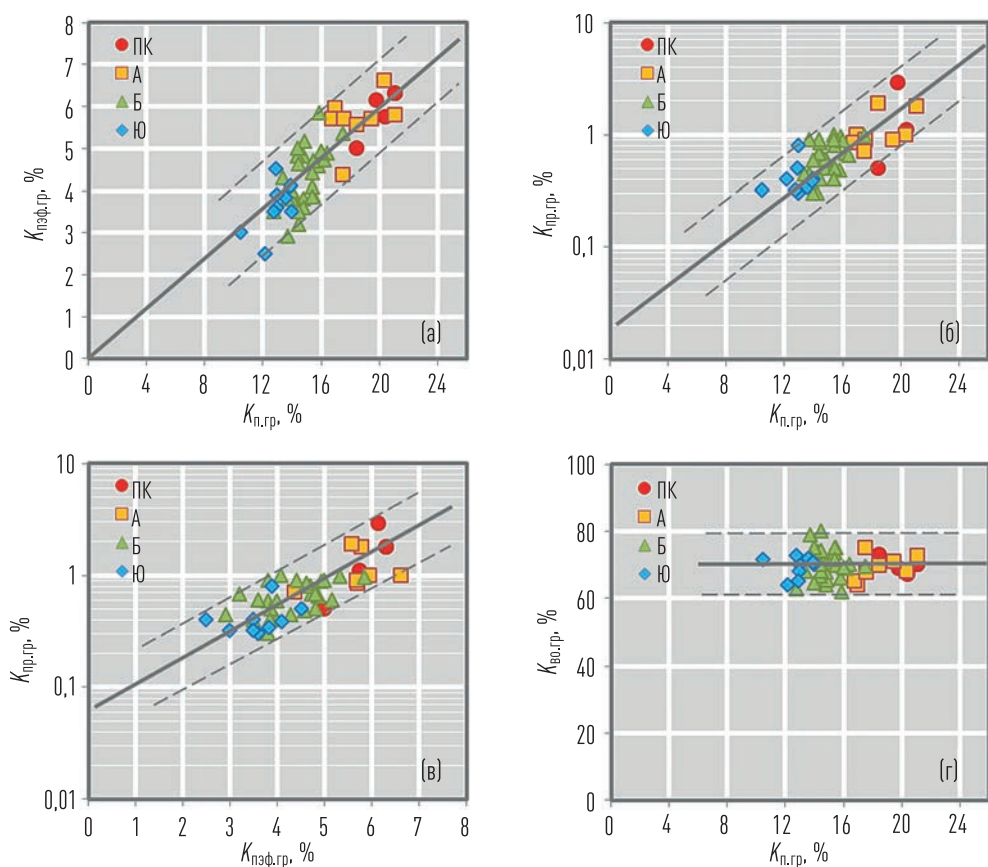


Рис. 6.1. Сопоставление между собой средних граничных значений для выделения коллекторов: $K_{п.гр.} - K_{пэф.гр.}$ (а), $K_{п.гр.} - K_{пр.гр.}$ (б), $K_{пэф.гр.} - K_{пр.гр.}$ (в) и $K_{п.гр.} - K_{вог.гр.}$ (г), обоснованных корреляционным способом в рамках выполнения подсчетов запасов нефти и газа Вынгапуровского, Еты-Пуровского, Вынгаяхинского, Крайнего, Романовского, Спорышевского, Средне-Итурского, Сугмутского, Суторминского, Северо-Янгтинского, Умсейского и Ярайнерского месторождений

Указанная тенденция связана с увеличением глубины залегания объектов и соответствующим закономерным уменьшением объема фильтрующегося пространства. Для средних граничных значений коэффициента остаточной водонасыщенности такой закономерности не наблюдается, поскольку данная величина выражена относительно объема порового пространства. Такая картина косвенно подтверждает гипотезу возникновения несходящегося кластера связанных пор на границе «коллектор – неколлектор». Для рассмотренных терригенных отложений среднее значение граничной величины остаточной водонасыщенности $K_{\text{во.гр}}$ варьирует от 60 до 80 %. При этом наиболее вероятная величина составляет 70 %. Таким образом, процент фильтрующихся пор $(100 - K_{\text{во.гр}})$ на границе «коллектор – неколлектор» является относительно постоянной величиной и находится в диапазоне величин, предсказанных с помощью компьютерного моделирования. При этом очевидно, что в общем случае граничные значения коллекторских свойств ($K_{\text{п.гр}}$, $K_{\text{п.эфф.гр}}$, $K_{\text{пр.гр}}$), выраженных относительно объема всей породы, будут выше в верхней части разреза и, соответственно, снижаться в нижней части по мере увеличения глубины залегания пластов, поскольку доля несходящегося кластера фильтрующихся пор относительно объема породы будет соответственно увеличиваться или уменьшаться.

Основной особенностью обоснования граничных значений статических и динамических ФЕС в рамках КСПП является то, что проводится обоснование не среднего значения граничной величины, а некоторого «плавающего» в диапазоне изменения параметра S распределения значений. Обоснование предлагается проводить следующим образом. В качестве базовых моделей используются трехмерные сопоставления вида $K_{\text{п}} = F(K_{\text{пд}}, S)$. Эмпирическое поле точек аппроксимируется зависимостью следующего вида ($K_{\text{п}}$ и $K_{\text{пд}}$ в %):

$$K_{\text{п}} = b_1 \cdot K_{\text{пд}} + (b_2 - b_3 \cdot K_{\text{пд}}) \cdot S + b_4, \quad (6.7)$$

где b_1 , b_2 , b_3 , b_4 — коэффициенты, подбираемые так, чтобы теоретическая модель описывала полученное поле точек наилучшим образом.

На границе «коллектор – неколлектор» при $K_{пд} = 0$ граничное значение коэффициента пористости $K_{п.гр}$ будет определяться как

$$K_{п.гр} = b_2 \cdot S + b_4. \quad (6.8)$$

Зависимости коэффициентов абсолютной газопроницаемости $K_{пр}$ (в мД), остаточной водонасыщенности $K_{во}$ (в %) и эффективной пористости $K_{п.эфф}$ (в %) от коэффициента динамической пористости можно выразить, исходя из формул [3.38], [3.68], [5.17] и (6.7), следующим образом:

$$K_{пр} = \exp[A \cdot (b_1 \cdot K_{пд} + (b_2 - b_3 \cdot K_{пд}) \cdot S + b_4)^F - S], \quad (6.9)$$

$$K_{во} = \frac{B}{\left\{ \exp \left[A \cdot (b_1 \cdot K_{пд} + (b_2 - b_3 \cdot K_{пд}) \cdot S + b_4)^F - S \right] + C \right\}^D}, \quad (6.10)$$

$$K_{п.эфф} = 0,01 \cdot (b_1 \cdot K_{пд} + (b_2 - b_3 \cdot K_{пд}) \cdot S + b_4) \times \left\{ 100 - \frac{B}{\left\{ \exp \left[A \cdot (b_1 \cdot K_{пд} + (b_2 - b_3 \cdot K_{пд}) \cdot S + b_4)^F - S \right] + C \right\}^D} \right\}. \quad (6.11)$$

Соответственно, зависимости граничных значений вышеуказанных величин от параметра S будут описаны формулами (6.9)–(6.11), когда параметр $K_{пд}$ будет равен нулю. В поле сопоставлений коэффициентов $K_{пр} - K_{п}$, $K_{п.эфф} - K_{п}$, $K_{во} - K_{п}$ линии граничных значений «коллектор – неколлектор» рассчитываются по формулам:

$$K_{пр.гр} = \exp[A \cdot K_{п}^F - (K_{п} - b_4)/b_2], \quad (6.12)$$

$$K_{во.гр} = \frac{B}{\left\{ \exp \left[A \cdot K_{п}^F - \frac{K_{п} - b_4}{b_2} \right] + C \right\}^D}, \quad (6.13)$$

$$K_{п.эфф.гр} = 0,01 \cdot K_{п} \cdot \left\{ 100 - \frac{B}{\left\{ \exp \left[A \cdot K_{п}^F - \frac{K_{п} - b_4}{b_2} \right] \right\}^D} \right\}. \quad (6.14)$$

Примеры обоснования «плавающих» граничных значений $K_{п.гр}$ для ряда продуктивных отложений месторождений Западной Сибири приведены на рисунках 6.2–6.4.

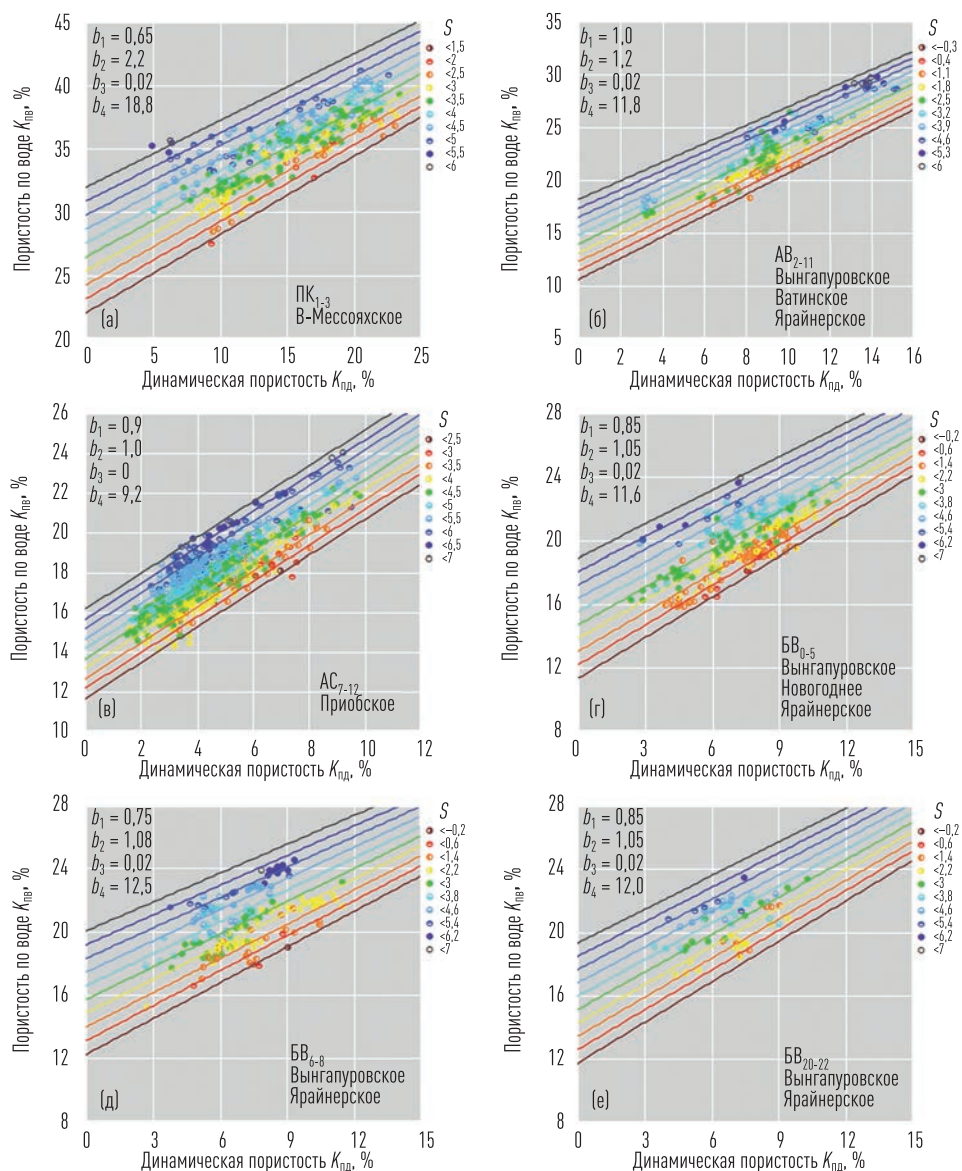


Рис. 6.2. Пример обоснования «плавающих» граничных значений коэффициентов пористости $K_{п.гр}$ для отложений ПК₁₋₃ (а), АВ₂₋₁₁ (б), АС₇₋₁₂ (в), ВВ₉₋₅ (г), ВВ₆₋₈ (д), ВВ₂₀₋₂₂ (е) некоторых месторождений Западной Сибири. Шифр кривых и точек — параметр связности S

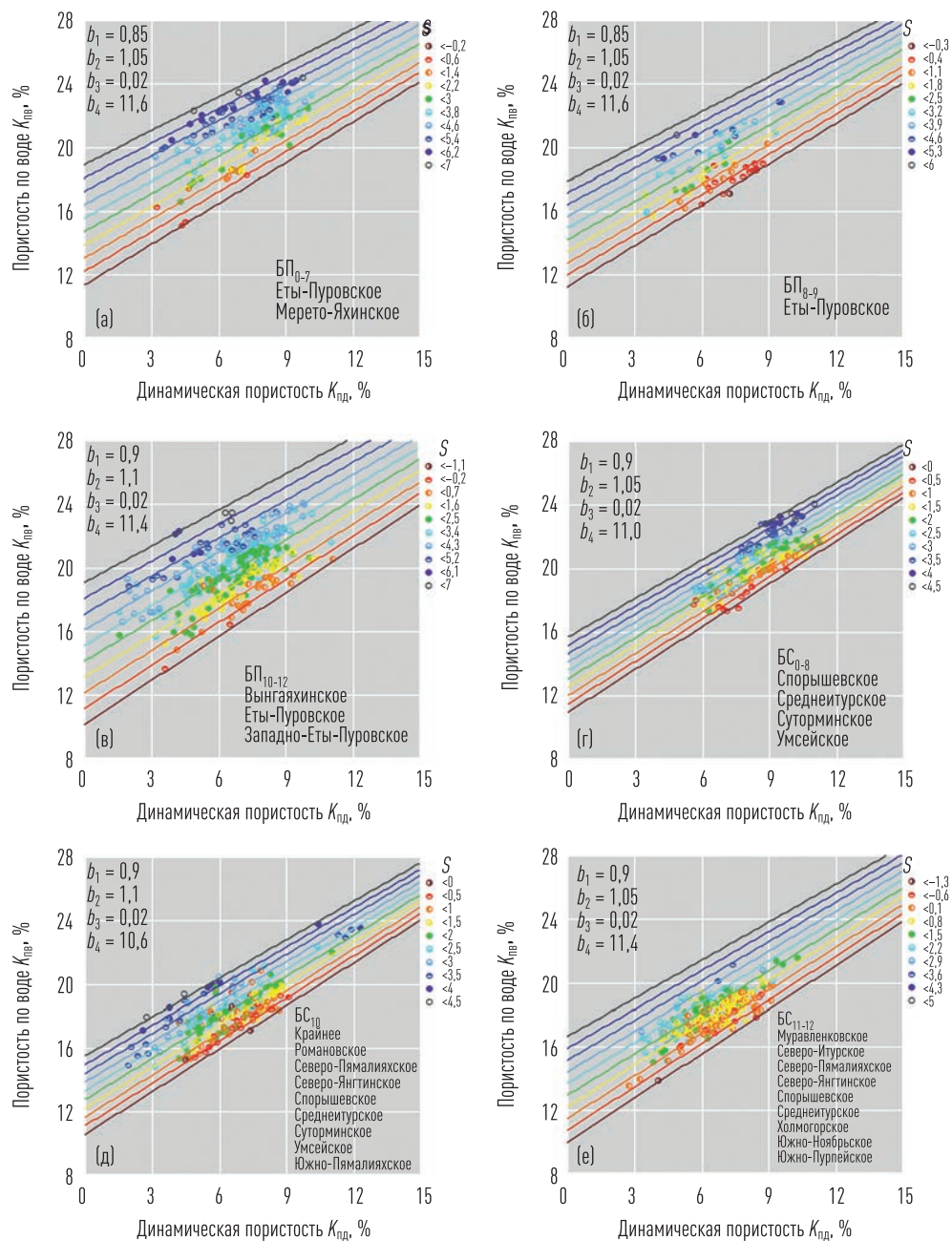


Рис. 6.3. Пример обоснования «плавающих» граничных значений коэффициентов пористости $K_{п.гр}$ для отложений БП₀₋₇ (а), БП₈₋₉ (б), БП₁₀₋₁₂ (в), БС₀₋₈ (г), БС₁₀ (д), БС₁₁₋₁₂ (е) некоторых месторождений Западной Сибири. Шифр кривых и точек — параметр связанности S

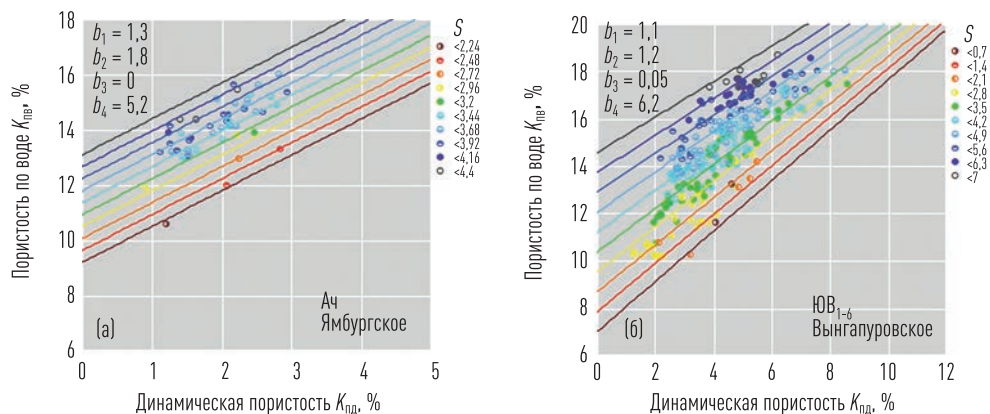


Рис. 6.4. Пример обоснования «плавающих» граничных значений коэффициентов пористости $K_{п.гр}$ для отложений Ач Ямбургское (а) и ЮВ₁₋₆ Вынгапуровское месторождений. Шифр кривых и точек — параметр связанности S

6.3. Петрофизические модели фазовых проницаемостей по нефти и воде как основа для прогноза начальной обводненности коллектора

Согласно закону Дарси, при одновременной фильтрации двух не-смешивающихся жидкостей (в нашем случае — нефти и воды) через образец сечением A и длиной L под действием перепада давления ΔP их расходы Q определяются следующими выражениями:

$$Q_n = \frac{K_{фпр.н} \cdot \Delta P \cdot A}{\mu_n \cdot L}, \quad (6.15)$$

$$Q_v = \frac{K_{фпр.в} \cdot \Delta P \cdot A}{\mu_v \cdot L}, \quad (6.16)$$

где μ_v, μ_n — соответственно динамические коэффициенты вязкости для воды и нефти, $K_{фпр.в}, K_{фпр.н}$ — соответственно фазовые проницаемости по воде и нефти. С учетом выражений (6.15) и (6.16) величину, отражающую долю воды в притоке f_v , известную как функция Баклея (Бакли) – Леверетта, можно выразить в следующем виде:

$$f_v = \frac{Q_v}{Q_n + Q_v} = \frac{K_{фпр.в}}{K_{фпр.в} + \frac{\mu_v}{\mu_n} \cdot K_{фпр.н}}. \quad (6.17)$$

Поскольку величины динамических вязкостей нефти и воды в пластовых условиях являются относительно постоянной величиной, обводненность притока определяется величинами фазовых проницаемостей $K_{фпр.н}$ и $K_{фпр.в}$. Таким образом, задача построения модели обводненности коллектора сводится к петрофизическому моделированию коэффициентов фазовой или относительной фазовой проницаемости по нефти и по воде.

При описании фильтрации флюидов разной смачиваемости через горную породу используют устоявшиеся термины «дренаж» (англ. — drainage) и «впитывание» (англ. — imbibition). Под дренажем понимается вытеснение смачивающего флюида несмачивающим, а под впитыванием — вытеснение несмачивающего флюида смачиваемым при наличии градиента давления, определяющего направление вытеснения. Таким образом, для гидрофильной породы процесс дренажа заключается в вытеснении воды нефтью, т. е. соответствует образованию нефтяной залежи. Процесс впитывания соответствует вытеснению из гидрофильной породы нефти водой, т. е. разработке нефтяной залежи с использованием заводнения. Для гидрофобного коллектора картина обратная. Образование залежи соответствует процессу впитывания, а ее разработка с помощью заводнения — процессу дренажа (рис. 6.5).

Фактическое давление вытеснения зависит от соотношения направлений приложенного и капиллярного давления. В случае дренажа вектор капиллярного давления направлен навстречу вектору приложенного давления, а для впитывания направления указанных векторов совпадают. Таким образом, в процессе дренажа для одной и той же фазы фактическое давление вытеснения будет ниже приложенного, а в процессе впитывания, наоборот, будет выше. В результате при фиксированном соотношении объемов фильтрующихся жидкостей фазовая проницаемость в процессе дренажа для несмачивающей жидкости будет выше, чем фазовая проницаемость для этой теперь уже смачивающей жидкости в процессе впитывания. Исходя из этого, для гидрофильной породы фазовая проницаемость по нефти в процессе дренажа при фиксированном значении K_v будет выше, чем в процессе впитыва-

ния. Соответственно, для воды фазовая проницаемость в процессе впитывания будет выше, чем в процессе дренажа.

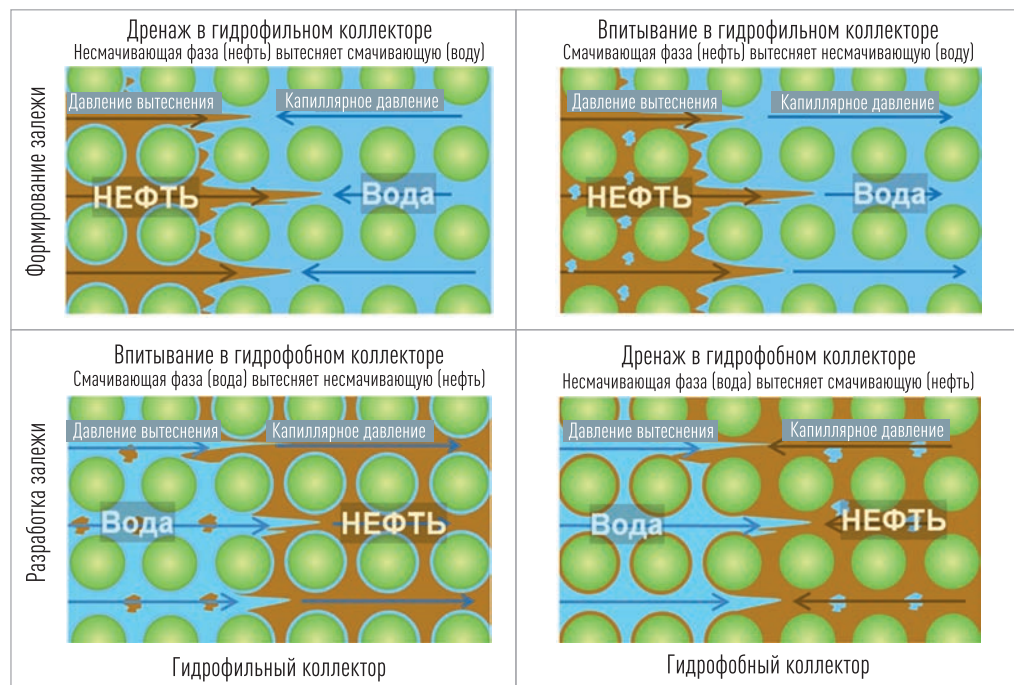


Рис. 6.5. Схематичное представление процесса дренажа и впитывания при совместной фильтрации воды и нефти через пористую среду

Дополнительной причиной отличия фазовых проницаемостей для процесса дренажа и впитывания является защемление несмачивающей фазы [141]. В литературе вышеописанный эффект отличия ОФП известен под термином «гистерезис кривых относительных фазовых проницаемостей» [118, 131, 159]. Схематичное пояснение поведения кривых ОФП при вытеснении воды нефтью и обратном вытеснении нефти водой в гидрофильном коллекторе приведено на рисунке 6.6.

Очевидно, что в зоне предельной насыщенности ($K_b = K_{bo}$) и зоне недонасыщения ($K_{bo} < K_b < K_b^*$) двухфазный приток возможен при обводнении пласта нагнетаемыми водами. При этом в зависимости от смачиваемости поверхности порового пространства будет иметь место

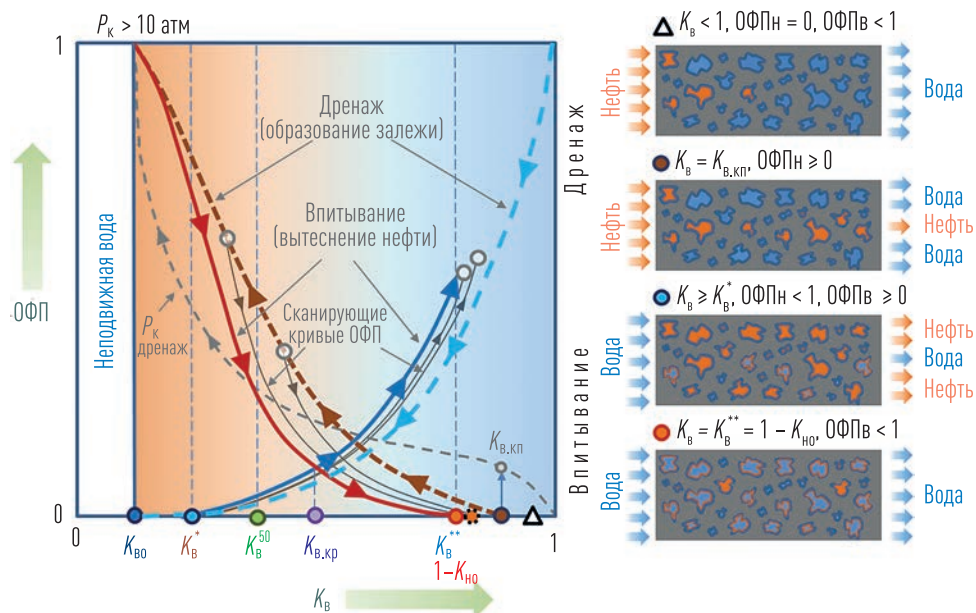


Рис. 6.6. Схематическое отображение поведения кривых ОФП для процессов дренажа и впитывания в гидрофильном коллекторе

процесс дренажа или впитывания. В переходной водонефтяной зоне двухфазные притоки будут уже на первоначальных стадиях разработки пласта без создания системы поддержания пластового давления (ППД) заводнением. В случае гидрофильной породы такое двухфазное течение будет ближе к процессу дренажа, а при создании системы ППД, после подхода нагнетаемых вод, — к процессу впитывания. Исходя из этого, при прогнозе начальной обводненности коллекторов по данным ГИС правильнее было бы использовать результаты определения фазовых проницаемостей, полученных при моделировании процесса вытеснения воды нефтью. В этом случае встает дискуссионный вопрос о критическом значении коэффициента водонасыщенности $K_{в,кп}$, при котором начнется фильтрация нефти. Согласно концепции связанности порового пространства эта точка соответствует образованию несходящегося фильтрационного кластера пор, заполненных нефтью. Фактически эта ситуация эквивалентна образованию фильтрационного кластера нефти на границе «коллектор – неколлектор», с той лишь разницей,

что непроницающее для нефти пространство в данном случае является проводящим для воды, а не занятым твердой фазой породы. В случае гидрофобного коллектора нефть, являясь смачивающей фазой, первоначально займет те поры, поверхность которых наиболее гидрофобна. В гидрофильном относительно высокопроницаемом коллекторе нефть, являясь несмачивающей фазой, занимает прежде всего самые крупные поры, связанные между собой, так как в более мелких порах вода удерживается капиллярными силами в соответствии с закономерностью (5.2). В случае относительно низкой проницаемости коллектора крупные поры могут быть связаны между собой через систему более мелких пор, поэтому их заполнение нефтью будет происходить после того, как она проникнет в эту систему. После того как в поровом пространстве образуется связанный кластер пор, заполненных нефтью, относительная фазовая проницаемость по ней становится больше нуля и увеличивается по мере заполнения все более мелких пор капиллярного размера. Процесс вытеснения воды из пор характерного размера прекращается, когда давление вытеснения (гравитационного всплытия нефти) становится равным капиллярному давлению в этих порах. В случае если интервал находится ниже зоны предельной нефтенасыщенности, подвижная вода полностью не вытесняется из порового пространства коллектора. В этом случае обратный процесс вытеснения нефти водой начинается с достигнутого значения текущей нефтенасыщенности, а получаемые при этом кривые изменения относительной фазовой проницаемости в зависимости от водонасыщенности порового пространства называют сканирующими кривыми ОФП [123, 134, 141].

Для случая предельной нефтенасыщенности процесс вытеснения нефти водой характеризуется наличием критической водонасыщенности $K_{в*}$, выше которой вода занимает связанный кластер пор и может фильтроваться в поровом пространстве коллектора. При этом встает вопрос изменения величины $K_{в*}$ для сканирующих кривых ОФП. На первый взгляд можно полагать, что для сканирующих кривых (когда $K_{в.нач} > K_{в*}$) точкой начала фильтрации воды будет величина $K_{в.нач}$, однако на основании сопоставления экспериментов, когда начальная водона-

сыщенность создается с помощью обычных и ультрацентрифуг, можно утверждать, что начало фильтрации воды всегда характеризуется соотношением $K_v > K_{v,нач}$. Для понимания процесса рассмотрим упрощенную схему распределения нефтенасыщенности в поровом пространстве гидрофильного коллектора при одинаковых величинах водонасыщенности K_v для случая, когда создается начальная неопредельная водонасыщенность $K_{v,нач}$ с помощью вытеснения воды (рис. 6.7,а) и когда такое же значение K_v получается на этапе вытеснения нефти водой в точке начала фильтрации воды K_v^* для изначально предельно насыщенной породы, т. е. когда $K_{v,нач} = K_{vo}$ (рис. 6.7,б). При дренаже вытеснение воды происходит поэтапно, сначала нефть вытесняет воду из самых крупных пор, связанных между собой. По мере увеличения давления вытеснения подключаются кластеры, состоящие из пор меньшего размера. В случае если давление вытеснения не достигает значений, позволяющих нефти вытеснить воду из всех геометрически связанных пор капиллярного размера, часть из них остается насыщена водой. Такая ситуация схематично изображена на рисунке 6.7,а. Если же давление вытеснения будет возрастать дальше, то при достижении какого-то значения вся вода из геометрически связанных между собой капиллярных пор будет вытеснена, т. е. порода становится предельно насыщенной нефтью, а текущая водонасыщенность является остаточной. В процессе впитывания, при вытеснении нефти в предельно насыщенной породе, вода начинает вытеснять нефть из той же системы крупных пор, которые в случае дренажа нефть занимала первоначально. В начальной точке образования несходящегося водяного кластера текущая водонасыщенность определяется как K_v^* . Разница $\Delta K_v^* = K_v^* - K_{v,нач}$ характеризует объем капиллярных пор наиболее крупного размера, образующий начальный фильтрационный кластер для нефти. При вытеснении нефти из не предельно нефтенасыщенного коллектора фильтрация воды начнется непосредственно при $K_{v,нач}$, если в системе на момент окончания дренажа сохранились связанные фильтрационные кластеры по нефти и по воде, т. е. когда $K_v^* < K_v < K_v^{**}$. Если в системе на момент окончания дренажа присутствует только связанный фильтрационный

кластер по нефти, т. е. когда $K_{во} < K_b < K_b^*$, процесс впитывания начнется с вытеснения нефти из крупных пор, так же как и в случае предельной нефтенасыщенности. Фильтрационный кластер по воде образуется, когда она заполнит соответствующую долю крупных пор. По мере увеличения давления вытеснения подключаются кластеры пор меньшего размера, пока текущая водонасыщенность не станет равной величине K_b^{**} .

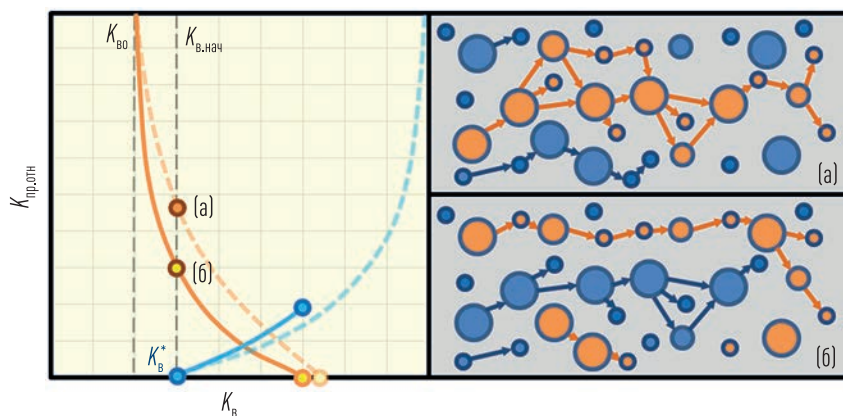


Рис. 6.7. Схематичное отображение распределения нефте- и водонасыщенных пор в условной системе, отражающей гидрофильный коллектор при фиксированном K_b для дренажа при $K_b = K_{в,нач}$ (а) и впитывания при $K_b = K_b^*$ (б)

На рисунках 6.8-6.11 приведены обобщенные сопоставления концевых точек K_b^* и K_b^{**} с величиной начальной водонасыщенности $K_{в,нач}$ (выборка 1650 обр.) для продуктивных пластов некоторых месторождений Западной Сибири и Томской области (юрские терригенные отложения). Стоит отметить, что в приведенной выборке начальная модельная величина водонасыщенности $K_{в,нач}$ для подавляющего большинства образцов была получена с помощью типовых центрифуг. Несмотря на то что в процессе эксперимента при моделировании начальной нефтеводонасыщенности осуществляется прокачка нескольких объемов нефти при пластовой температуре и пластовом давлении, она может не соответствовать остаточной (неснижаемой) водонасыщенности, характерной для зоны предельной нефтенасыщенности залежи. Вместе с тем для целей прогноза обводненности переходной зоны такие начальные водонасыщенности, по-видимому, будут лучше соответ-

ствовать реальным условиям залегания пласта, чем в случае моделирования начальной водонасыщенности с помощью ультрацентрифуг, а получаемые при этом кривые относительных фазовых проницаемостей по факту можно считать сканирующими кривыми ОФП.

Резюмируя вышеизложенное, можно отметить, что область двухфазных притоков определяется возможностью одновременного существования протекаемого нефтяного и водяного кластеров в поровом пространстве горной породы. При этом очевидно, что практический аспект выделения зон двухфазной фильтрации связан с получением величины текущей водонасыщенности K_v по данным методов ГИС и ее сопоставления с прогнозными параметрами K_v^* и K_v^{**} . Для прогноза водонасыщенности концевых точек можно использовать зависимости, аналогичные тем, что приведены на рисунках 6.8–6.11, где в качестве $K_{v,нач}$ принимается величина остаточной водонасыщенности K_{vo} , в случае если модель настроена по результатам, где начальная нефтеводонасыщенность создавалась с помощью ультрацентрифуги, или же величина $K_{вц}$, если при настройке модели использовались данные, где начальная нефтеводонасыщенность моделировалась с привлечением типовых центрифуг.

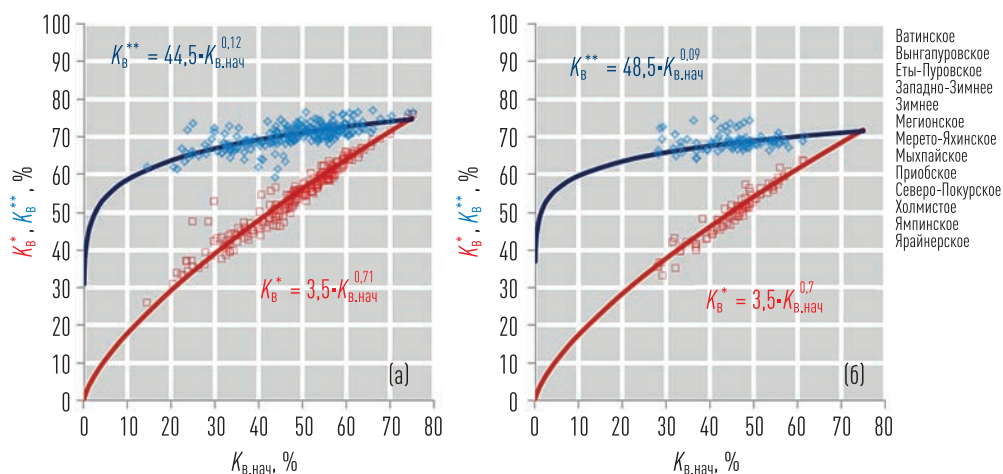


Рис. 6.8. Сопоставление начальной водонасыщенности $K_{v,нач}$ с величинами K_v^* (красные квадраты) и K_v^{**} (синие ромбы) для преимущественно гидрофильных (а) и преимущественно гидрофобных (б) образцов керна терригенных коллекторов отложений группы А

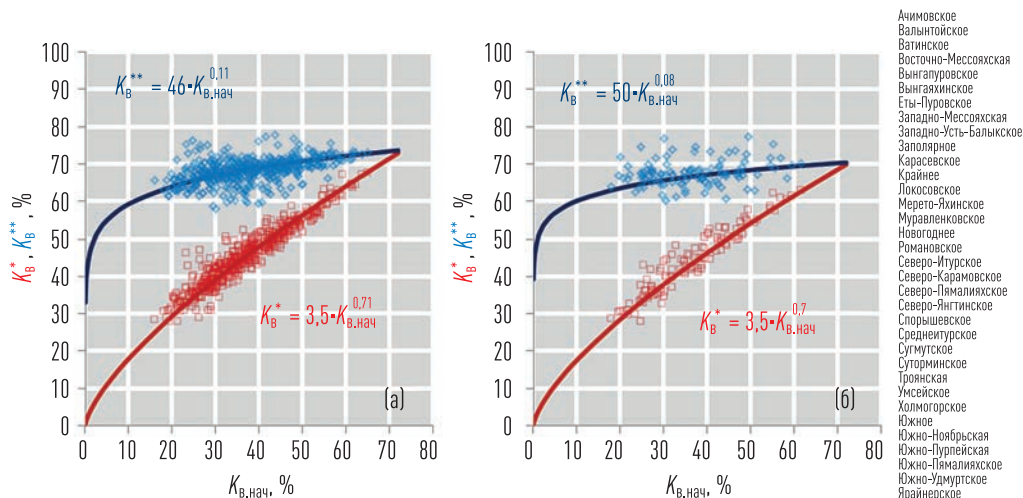


Рис. 6.9. Сопоставление начальной водонасыщенности $K_{в,нач}$ с величинами $K_{в}^*$ (красные квадраты) и $K_{в}^{**}$ (синие ромбы) для преимущественно гидрофильных (а) и преимущественно гидрофобных (б) образцов керна терригенных коллекторов отложений группы Б

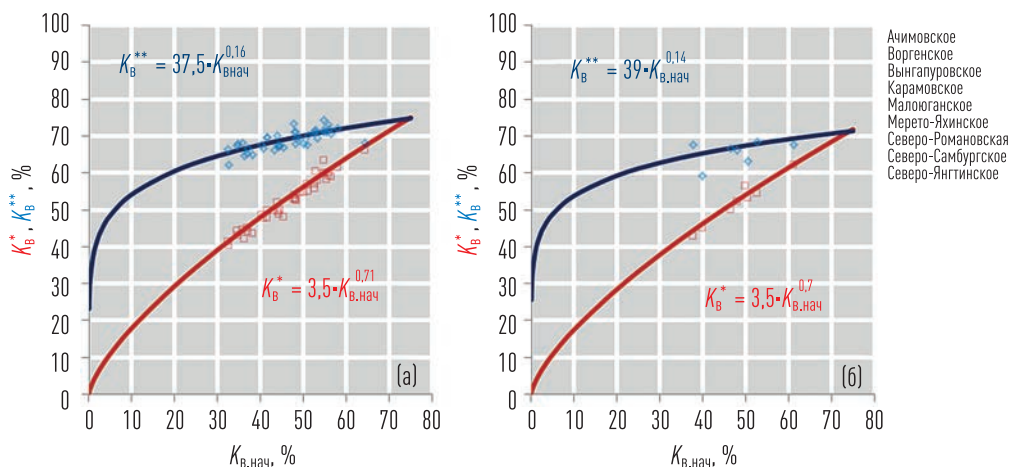


Рис. 6.10. Сопоставление начальной водонасыщенности $K_{в,нач}$ с величинами $K_{в}^*$ (красные квадраты) и $K_{в}^{**}$ (синие ромбы) для преимущественно гидрофильных (а) и преимущественно гидрофобных (б) образцов керна терригенных коллекторов ачимовских отложений

Как уже отмечалось ранее, количественная оценка обводненности в зоне двухфазных притоков связана с оценкой фазовых (или относительных фазовых) проницаемостей. При расчете фазовых проницаемостей обычно используют представление о механизме совместного

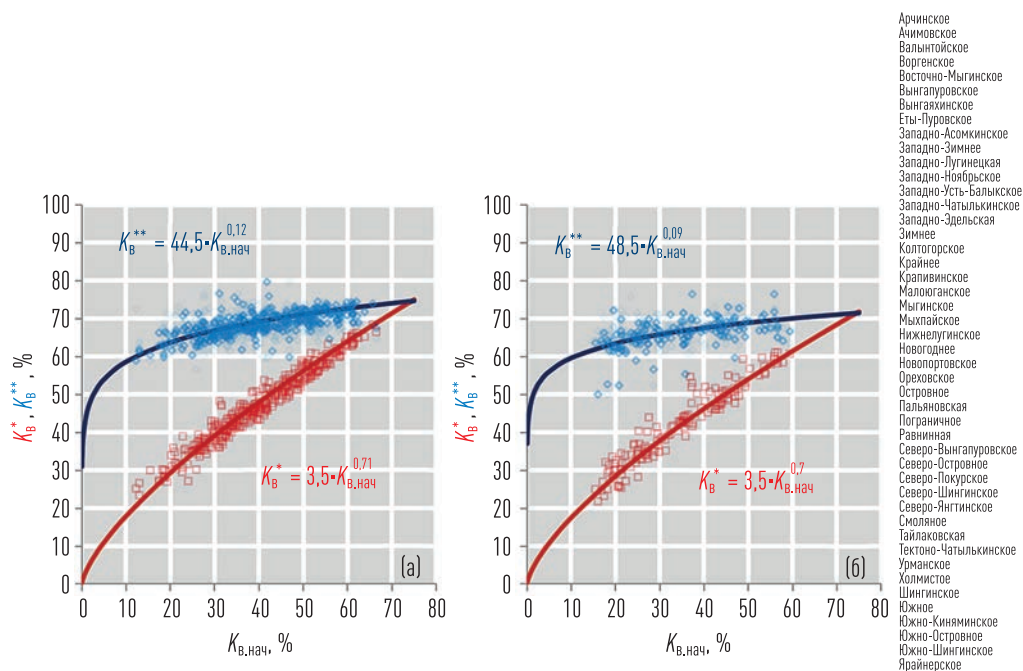


Рис. 6.11. Сопоставление начальной водонасыщенности $K_{в,нач}$ с величинами K_v^* (красные квадраты) и K_v^{**} (синие ромбы) для преимущественно гидрофильных (а) и преимущественно гидрофобных (б) образцов керна терригенных коллекторов юрских отложений

течения флюидов в пористой среде, которое исходит из того, что в поровом канале существуют одновременно две фазы. Одна из них соответствует пленке, обволакивающей стенки пор, а другая — заполнению оставшегося пространства. Данная схема, подробно описанная М. Маскетом [67], заключается в том, что при течении двух несмешивающихся фаз через пористую среду часть поровых каналов, пространство на поверхности и у контактов зерен в крупных порах, а также тупиковые поры заняты смачивающей жидкостью. При этом по остальным поровым каналам осуществляется движение несмачивающей жидкости. По существу, вышеупомянутая схема исходит из предположения о наличии двух систем каналов, по одной из которых идет фильтрация воды, а по другой — углеводородов. Доля этой системы в объеме горной породы определяется коэффициентом динамической пористости $K_{пд}$. Начало фильтрации вытесняющего флюида (нефти

или воды) связано с постепенным заполнением им сначала крупных пор, а потом все более мелких. Соответственным образом постепенно увеличивается фазовая проницаемость вытесняющей жидкости. Размер пор и смачиваемость поверхности в данном процессе играют определяющую роль, так же как и для капиллярной модели коллектора. В связи с этим большое распространение получили способы пересчета кривых капиллярного давления в кривые относительных фазовых проницаемостей.

В рамках концепции связанности порового пространства (КСПП) фазовая проницаемость рассматривается как площадь поверхности фильтрующихся (связанных между собой) пор. Параметр связанности порового пространства S характеризует связанность всех пор горной породы между собой и наряду с коэффициентом пористости K_p определяет коэффициент абсолютной проницаемости $K_{пр}$ по формуле (3.68). При фильтрации неинертных к твердой фазе флюидов часть пор исключается из фильтрационного кластера, что изменяет параметр связанности на некоторую величину ΔS . Исходя из этого, математическое описание фазовых проницаемостей по нефти и по воде можно представить следующим образом:

$$K_{фпр.н} = K_{пр} \cdot \exp(-\Delta S_n), \quad (6.18)$$

$$K_{фпр.в} = K_{пр} \cdot \exp(-\Delta S_v), \quad (6.19)$$

где ΔS_n и ΔS_v — изменение связанности порового пространства соответственно для нефтяного и водяного фильтрационного кластера относительно связанности порового пространства сухой породы при фильтрации в ней газа. Величины ΔS_n и ΔS_v для случая вытеснения нефти водой определяются следующим образом:

$$S_n = a_{1n} / [a_{2n} \cdot \exp\{a_{3n} \cdot S_n\} \cdot K_{пр}^{a_{2n}}] - a_{4n}, \quad (6.20)$$

$$S_v = a_{1v} / [a_{2v} \cdot \exp\{a_{3v} \cdot S_v\} \cdot K_{пр}^{a_{2v}}] - a_{4v}, \quad (6.21)$$

где a_{1n} , a_{2n} , a_{3n} , a_{4n} , a_{1v} , a_{2v} , a_{3v} , a_{4v} — настраиваемые константы; S_n и S_v — соответственно нормированные нефте- и водонасыщенности, которые рассчитываются как

$$S_H = \frac{K_B^{**} - K_B}{K_B^{**} - K_{B, \text{нач}}}, \quad (6.22)$$

$$S_B = \frac{K_B - K_B^*}{K_B^{**} - K_B^*}. \quad (6.23)$$

Подбор коэффициентов в формулах (6.20) и (6.21) для решения задачи по прогнозу начальной обводненности коллекторов рекомендует-ся проводить с использованием преимущественно гидрофильных образцов керна, поскольку такая смачиваемость более характерна для переходной водонефтяной зоны.

Примеры сопоставления обобщенных теоретических моделей фазовой проницаемости по нефти и по воде с полученными в лабораториях измерениями для различных, преимущественно гидрофильных, отложений некоторых месторождений Западной Сибири приведены на рисунках 6.12–6.18.

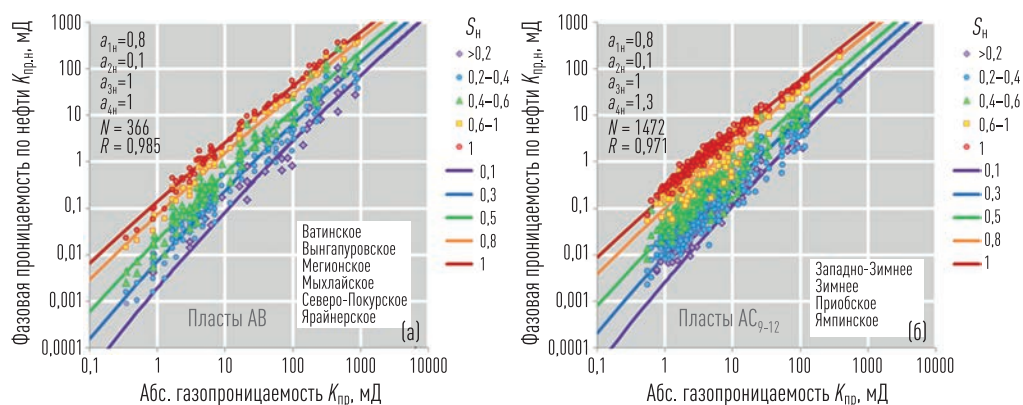


Рис. 6.12. Сопоставление фазовой проницаемости по нефти $K_{фр,н}$ с абсолютной газопроницаемостью $K_{пр}$ при различных значениях нормированной нефтенасыщенности S_H (шифр точек и линий) для пластов AB_{1-11} (а) и AC_{9-12} (б) некоторых месторождений Западной Сибири. Точки — экспериментальные определения на преимущественно гидрофильных образцах керна. Линии — теоретическая модель

На рисунке 6.19 показаны сопоставления детализированных теоретических моделей относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по воде и по нефти с результатами их определения на образцах керна,

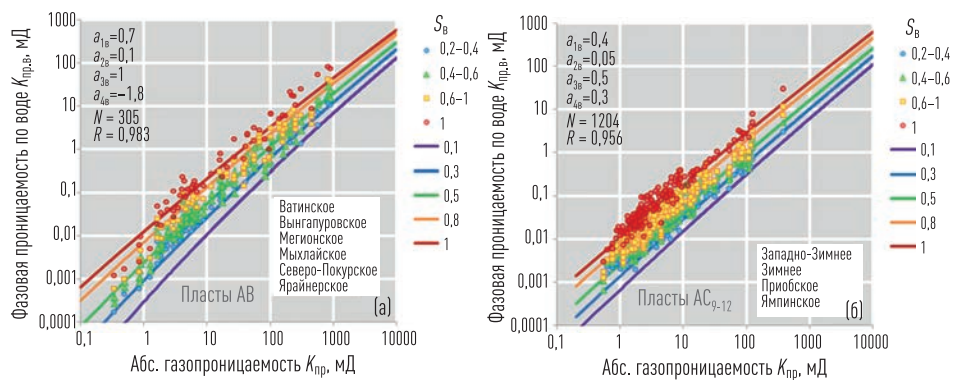


Рис. 6.13. Сопоставление фазовой проницаемости по воде $K_{фр.в}$ с абсолютной газопроницаемостью $K_{пр}$ при различных значениях нормированной водонасыщенности S_w (шифр точек и линий) для пластов АВ₁₋₁₁ (а) и АС₉₋₁₂ (б) некоторых месторождений Западной Сибири. Точки — экспериментальные определения на преимущественно гидрофильных образцах керна. Линии — теоретическая модель

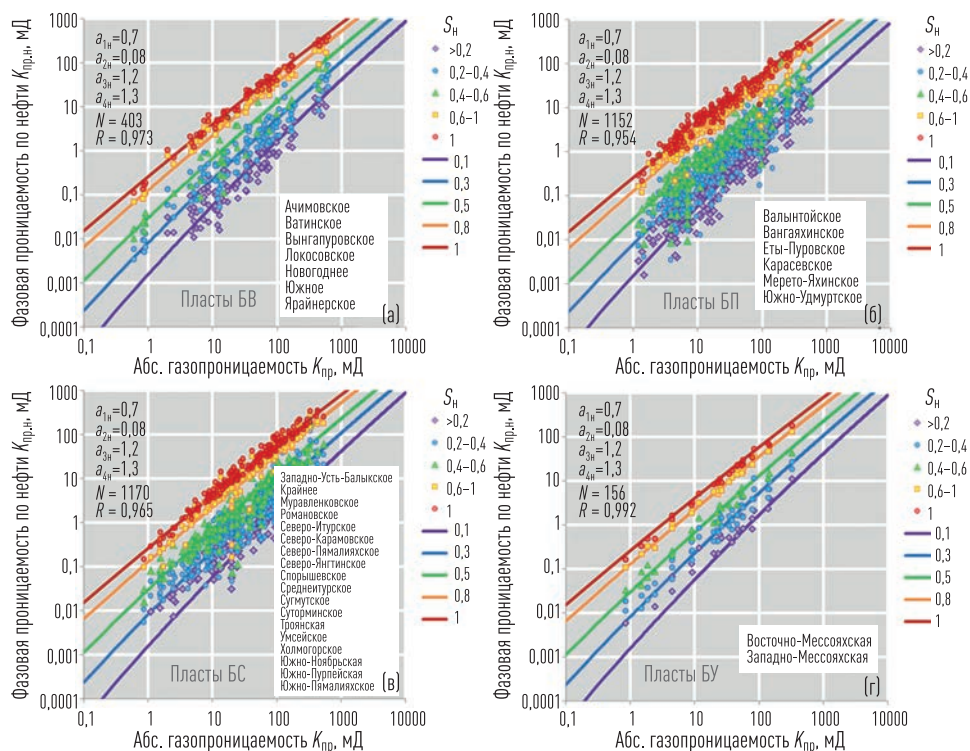


Рис. 6.14. Сопоставление фазовой проницаемости по нефти $K_{фр.н}$ с абсолютной газопроницаемостью $K_{пр}$ при различных значениях нормированной нефтенасыщенности S_n (шифр точек и линий) для пластов BV₁₋₂₂ (а), BP₁₋₂₁ (б), BS₀₋₁₇ (в), и BU₆₋₂₂ (г) некоторых месторождений Западной Сибири. Точки — экспериментальные определения на преимущественно гидрофильных образцах керна. Линии — теоретическая модель

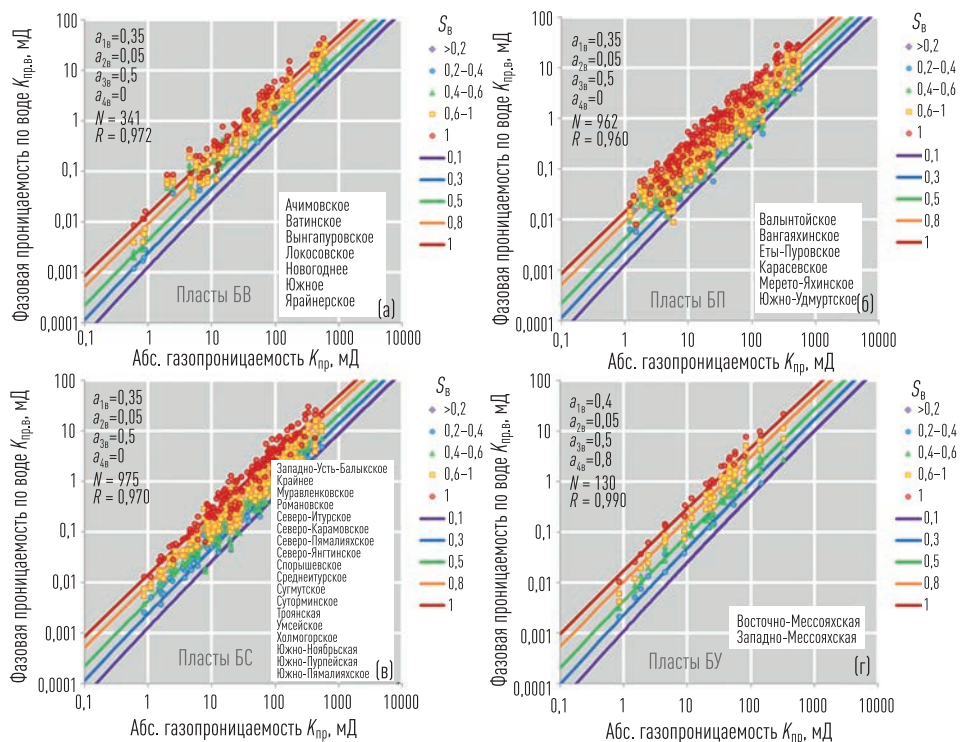


Рис. 6.15. Сопоставление фазовой проницаемости по нефти $K_{фпр,н}$ с абсолютной газопроницаемостью $K_{пр}$ при различных значениях нормированной нефтенасыщенности S_n (шифр точек и линий) для пластов БВ₁₋₂₂ (а), БП₁₋₂₁ (б), БС₀₋₁₇ (в) и БУ₆₋₂₂ (г) некоторых месторождений Западной Сибири. Точки — экспериментальные определения на преимущественно гидрофильных образцах керна. Линии — теоретическая модель

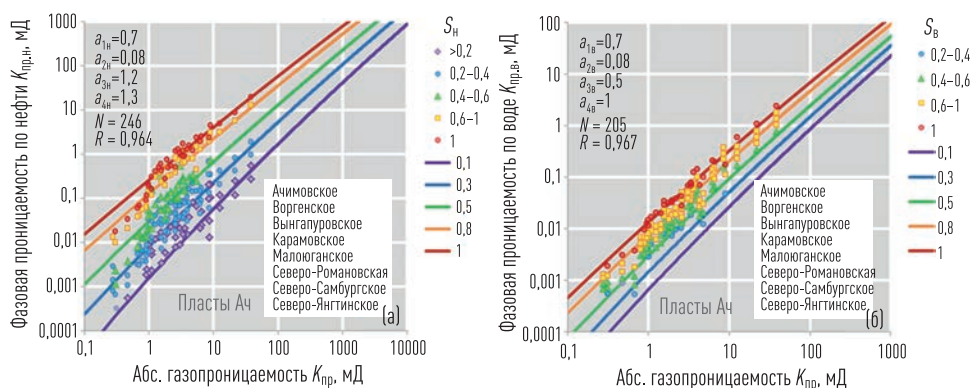


Рис. 6.16. Сопоставление фазовой проницаемости по нефти $K_{фпр,н}$ (а) и по воде $K_{фпр,в}$ (б) с абсолютной газопроницаемостью $K_{пр}$ при различных значениях нормированной нефтенасыщенности S_n (шифр точек и линий) для пластов Ач некоторых месторождений Западной Сибири. Точки — экспериментальные определения на преимущественно гидрофильных образцах керна. Линии — теоретическая модель

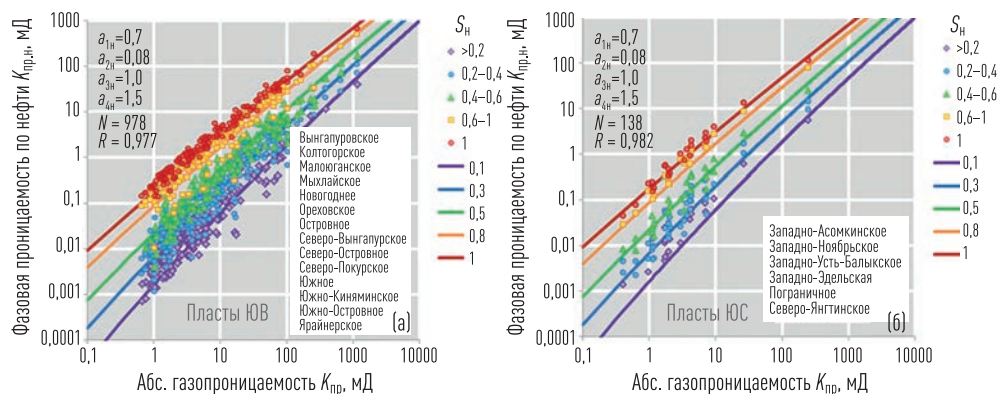


Рис. 6.17. Сопоставление фазовой проницаемости по нефти $K_{\text{фпр.н}}$ с абсолютной газопроницаемостью $K_{\text{пр}}$ при различных значениях нормированной нефтенасыщенности S_n (шифр точек и линий) для пластов ЮВ₁₋₇ (а) и ЮС₁₋₂ (б) некоторых месторождений Западной Сибири. Точки — экспериментальные определения на преимущественно гидрофильных образцах керна. Линии — теоретическая модель

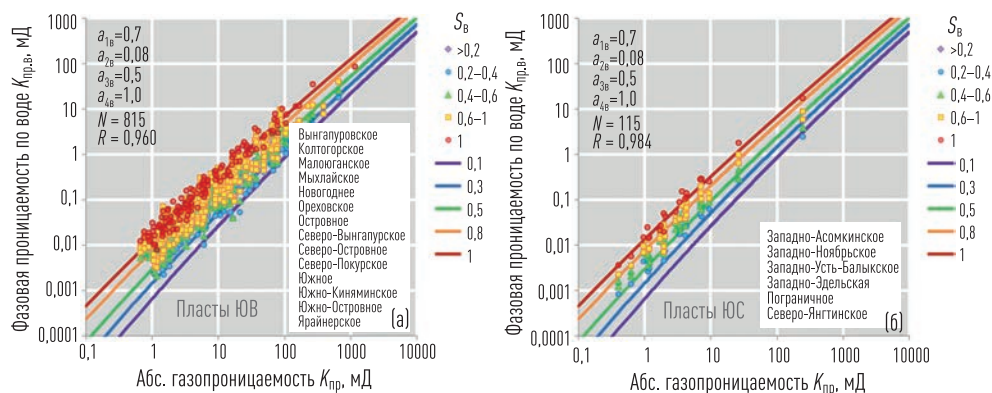


Рис. 6.18. Сопоставление фазовой проницаемости по воде $K_{\text{фпр.в}}$ с абсолютной газопроницаемостью $K_{\text{пр}}$ при различных значениях нормированной нефтенасыщенности S_n (шифр точек и линий) для пластов ЮВ₁₋₇ (а) и ЮС₁₋₂ (б) некоторых месторождений Западной Сибири. Точки — экспериментальные определения на преимущественно гидрофильных образцах керна. Линии — теоретическая модель

отобранных в различных отложениях некоторых месторождений Западной Сибири. Расчет ОФП производился относительно абсолютной газопроницаемости $K_{\text{пр}}$.

Резюмируя материал данной главы, процедуру выделения коллекторов и прогноза их начальной обводненности, можно сформулировать в следующей последовательности.

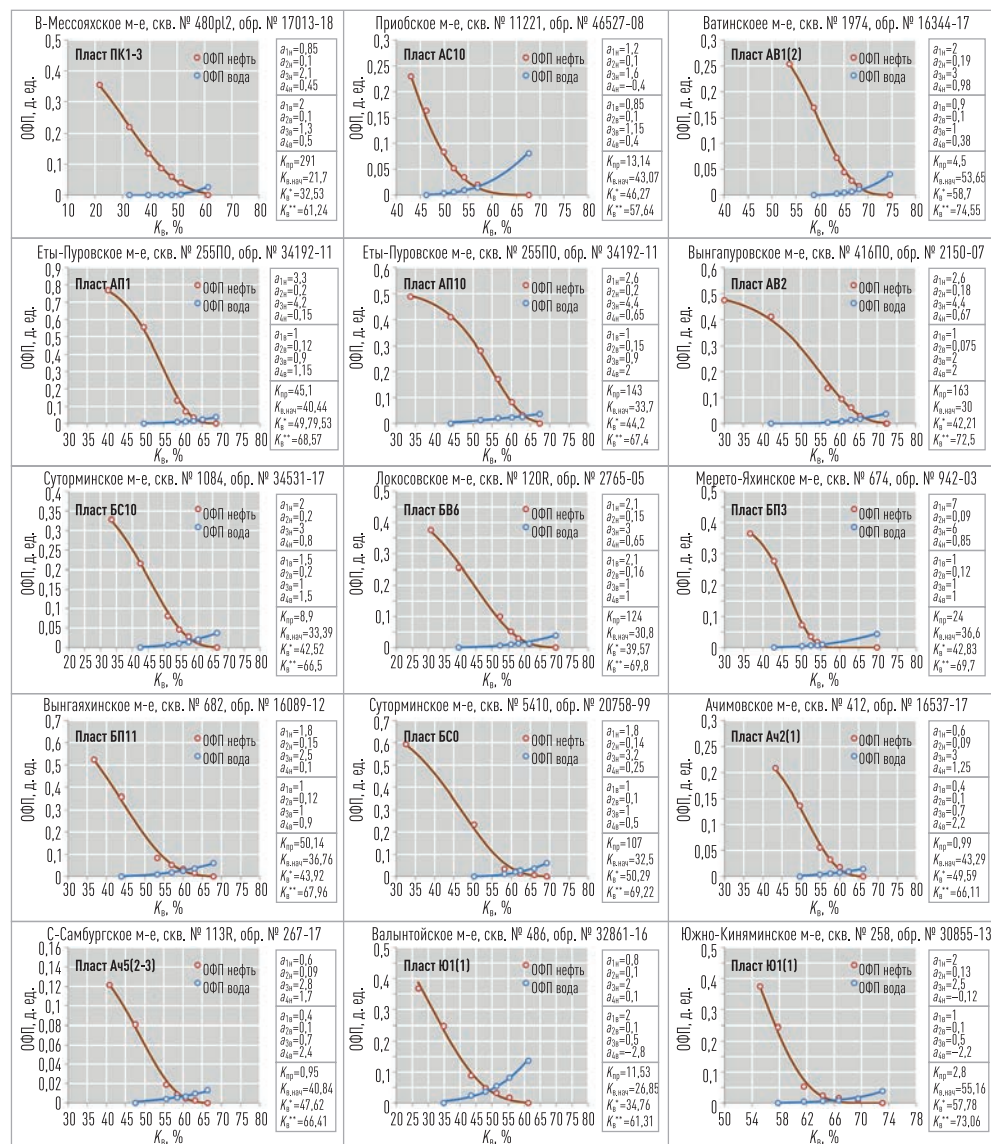


Рис. 6.19. Примеры некоторых типовых форм кривых ОФП для различных отложений месторождений Западной Сибири. Точки — результаты лабораторных экспериментов. Линии — расчетная модель

1. Определение коэффициента пористости K_p по всему целевому интервалу по данным ГИС.
2. Типизация пород целевого интервала с оценкой среднего параметра S для каждого петротипа, непосредственное определение

данного параметра по данным ГИС или его фиксирование в виде постоянной величины $S = \text{const}$.

3. Оценка абсолютной газопроницаемости $K_{\text{пр}}$ по формуле (3.68).
4. Обоснование параметра связанности S по данным керна и ГИС.
5. Расчет граничного значения пористости $K_{\text{п.гр}}$ по формуле (6.8).
6. Выделение коллекторов по критерию $K_{\text{п}} > K_{\text{п.гр}}$.
7. В интервалах коллекторов — прогноз текущей водонасыщенности $K_{\text{в}}$ с использованием капиллярной модели (5.21).
8. Оценка предельного давления $P_{\text{к}}$ в коллекторе на основании максимальной высоты залежи ΔH над ЗЧВ из формулы (5.3), расчет $K_{\text{в.нач}}$.
9. Прогноз величин $K_{\text{в}}^*$ и $K_{\text{в}}^{**}$ по значениям $K_{\text{в.нач}}$ (примеры зависимостей приведены на рис. 6.8–6.11), расчет $S_{\text{н}}$ и $S_{\text{в}}$.
10. В зоне двухфазной фильтрации ($K_{\text{в}}^* < K_{\text{в}} < K_{\text{в}}^{**}$) — расчет фазовых проницаемостей по нефти $K_{\text{фпр.н}}$ и по воде $K_{\text{фпр.в}}$ по формулам (6.18) и (6.19), прогноз обводненности $f_{\text{в}}$ по формуле (6.17).

7 ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПЕТРОФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД В КОНЦЕПЦИИ СВЯЗАННОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

7.1. Общие принципы привлечения данных ГИС при проведении фациального анализа

Начальная литологическая изменчивость разреза, представленного осадочными горными породами, главным образом обусловлена влиянием различных факторов, которые преобладали на момент образования осадка. В качестве примера можно привести упрощенную схему образования базовых литотипов в зависимости от сочетания приоритетных факторов осадконакопления (рис. 7.1). Дополнительными факторами являются результаты биологической жизнедеятельности. Традиционные терригенные коллекторы углеводородов приурочены к песчаникам и алевролитам, поэтому процедура предварительного литологического расчленения разреза по данным ГИС предусматривает первоочередное выделение базовых литотипов, которые по определению не могут являться коллекторами. В Западной Сибири к таким разностям относят глины и аргиллиты, угли, а также интервалы относительно низкопористых песчаников и алевролитов с карбонатным цементом. В оставшейся части разреза коллекторы выделяются по наличию прямых признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт или же на основании критериев, рассмотренных в главе 5, в случае отсутствия или неинформативности прямых признаков проникновения.

Вторичные постседиментационные преобразования для терригенных пород-коллекторов, как правило, не приводят к существенным из-

менениям их базовой литологической характеристики. В основном они влияют на структурные характеристики порового пространства коллекторов за счет процессов растворения или отложения из растворов компонентов твердой фазы горной породы, преобразования минералов в результате воздействия горного и пластового давления, а также вследствие взаимодействия поверхности твердой фазы с поровыми флюидами. Таким образом, вторичные преобразования могут существенно изменить начальные фильтрационно-емкостные свойства коллектора, а в ряде случаев привести к тому, что порода перестает быть коллектором.

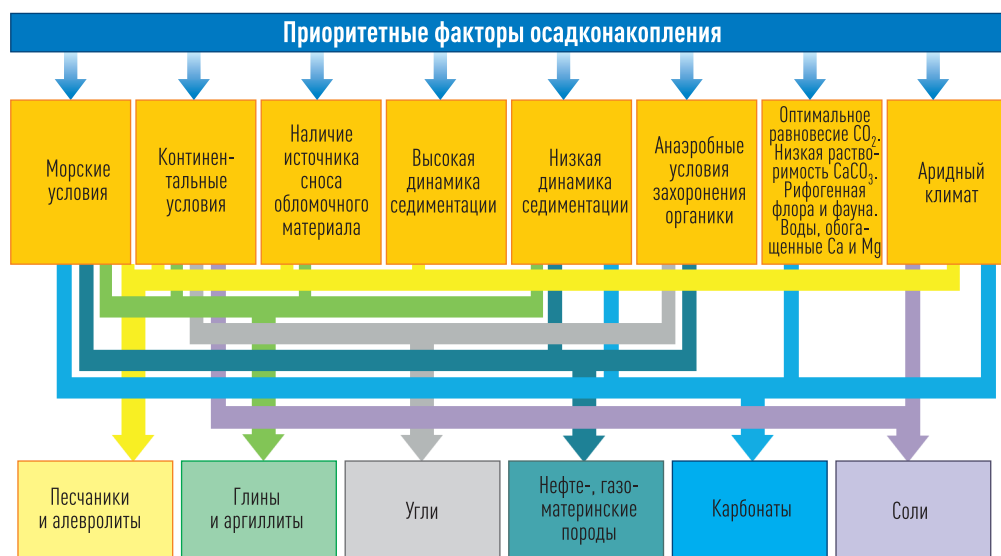


Рис. 7.1. Упрощенная схема образования базовых литотипов в зависимости от сочетания приоритетных факторов осадконакопления

В рамках КСПП постулируется, что текущая связанность порового пространства S обусловлена сочетанием двух причин: условиями осадконакопления (фациями) и вторичными постседиментационными преобразованиями. При этом первая причина является базовой, а вторая проявляет себя локально, и ее влияние на связанность вторично. В таком случае фациальная типизация разреза позволяет выделить классы

пород, схожих по связанности порового пространства. Влияние вторичных факторов обусловлено нехарактерным для данного типа изменением параметра связанности S .

По определению Н. В. Логвиненко [61], фация — это обстановка осадконакопления, современная или древняя, овеществленная в осадке или породе. Способы реконструкции этих обстановок для прошлых периодов в истории Земли называются фациальным анализом (ФА). Фациальный анализ разделяется на литофациальный, изучающий генетические особенности литологического состава пород, и биофациальный, учитывающий условия обитания и изменения в составе органических осадков [37]. В основе лито- и биофациального анализа древних отложений лежит изучение кернового материала, отбираемого при бурении скважин. В работе [87] соотношение основных понятий, относящихся к фациальному анализу в нефтегазовой литологии, показано в виде треугольника (рис. 7.2), в вершинах которого располагаются следующие определения: сейсмофация (СФ), электрометрическая модель фации (ЭМФ), литолого-фациальный анализ (ЛФА). Такое представление подразумевает понятие фациального анализа как комплексного изучения всех данных, получаемых как по керну, так и по геофизическим методам исследований (сейсмика, ГИС). Очевидно, что детальность информации повышается в последовательности «сейсмика → ГИС → керн», а степень изученности залежи по ее объему, наоборот, снижается. Разномасштабность получаемой информации обуславливает особенности проведения фациального анализа. Основой ФА являются литолого-седиментологические исследования керна, на базе которых проводят детальный лито- и биофациальный анализ. Выделенные лито-, биофации являются первичным классификационным критерием, охватывающим при этом, как правило, небольшую часть исследуемой залежи. Дополнительной информацией, позволяющей проследить корреляцию литофаций (или литофациальных групп) по всем скважинам, являются данные ГИС и проведенный на их основе электрофациальный анализ. Сейсмофациальный анализ помогает проследить распространение фациальных типов в объеме залежи, не вскрытой скважинами.

Использование материалов ГИС для классификации фациальных обстановок начали активно внедрять с начала 60-х годов [87]. Традиционно в качестве базовых материалов ГИС привлекались данные метода потенциалов собственной поляризации (ПС) и методы удельного электрического сопротивления (УЭС), поэтому в отрасли используется устоявшийся термин — «электрофация». Под этим термином понимают совокупность характеристик данных ГИС, которые описывают пласт и позволяют отличить его от других пластов (Serra, Schlumberger Well Evaluation Conference, Algeria, 1979). Отличие электрофации от лито- и биофации заключается в отсутствии возможности получения по типовому комплексу ГИС палеонтологической и структурно-текстурной информации, а также влияния на показания электрических методов порозаполняющего флюида.

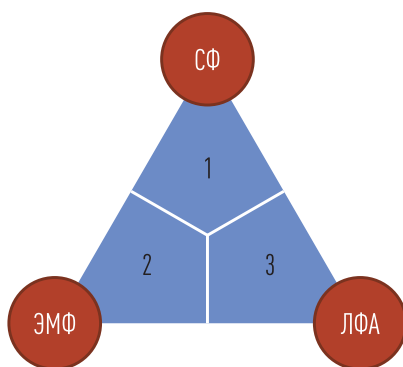


Рис. 7.2. Соотношение основных фациальных понятий, используемых в нефтегазовой геологии [87]: 1 — «образ»; 2 — установление фации по одному параметру; 3 — то же по комплексу признаков

В отечественной нефтегазовой литологии наибольшую известность получили электрометрические модели фаций (ЭМФ), предложенные В. С. Муромцевым [74]. В основу был положен единый принцип, основанный на том, что отложения каждой фации формировались в условиях меняющихся палеогидродинамических режимов (уровней). Это давало возможность для каждой фации определить свою собственную седиментологическую модель, отражающую свойственную только данной фации последовательную смену палеогидродинамических уровней

во времени. Всего было выделено пять палеогидродинамических уровней, отражающих динамическую активность среды седиментации, которая в свою очередь обуславливает преобладающий размер породообразующих зерен породы.

Для выделения палеогидродинамических уровней В. С. Муромцев предложил использовать относительную амплитуду показаний методов ГИС — $\alpha_{\text{пс}}$ — на основе наличия корреляционной зависимости последней от медианного диаметра зерен M_d . При этом выделенные уровни примерно соответствуют классам проницаемости коллекторов по А. А. Ханину.

Поскольку для конкретных фаций характерны смены палеогидродинамических уровней, методика выделения ЭМФ заключается в анализе формы кривой метода потенциалов собственной поляризации. В случае отсутствия качественной кривой ПС могут привлекаться результаты гамма-каротажа (ГК). При этом каротажные диаграммы нельзя интерпретировать изолировано от керновых данных [87]. В случае привлечения нескольких геофизических кривых имеет смысл ввести понятие электрофациальной ячейки. Электрофациальная ячейка представляет собой графическое представление двух и более геофизических кривых, отраженных в относительных масштабах, с использованием специальных заливок, позволяющих с достаточной информативностью отождествлять получаемые электрофациальные образы с характерными фациальными обстановками, определенными по данным седиментологического анализа керна. Пример такого подхода показан на рисунке 7.3. В качестве электрофациальной ячейки используются кривые гамма-метода (обратная шкала радиоактивности), гамма-гамма-плотностного (обратная шкала объемной плотности) и нейтрон-нейтронного метода по тепловым нейтронам (прямая шкала водородосодержания). Скважины с условными номерами 2, 3 и 10 являются опорными, поскольку в них отобран керн и проведен его седиментологический анализ. Для каждой фации, определенной по керну, используется соответствующая фигура (контур), обозначенная сплошной линией. В скважинах без керна аналогичные по сочетанию электрофаци-

альных образов интервалы промаркированы соответствующими фигурами, контур которых показан пунктирными линиями.

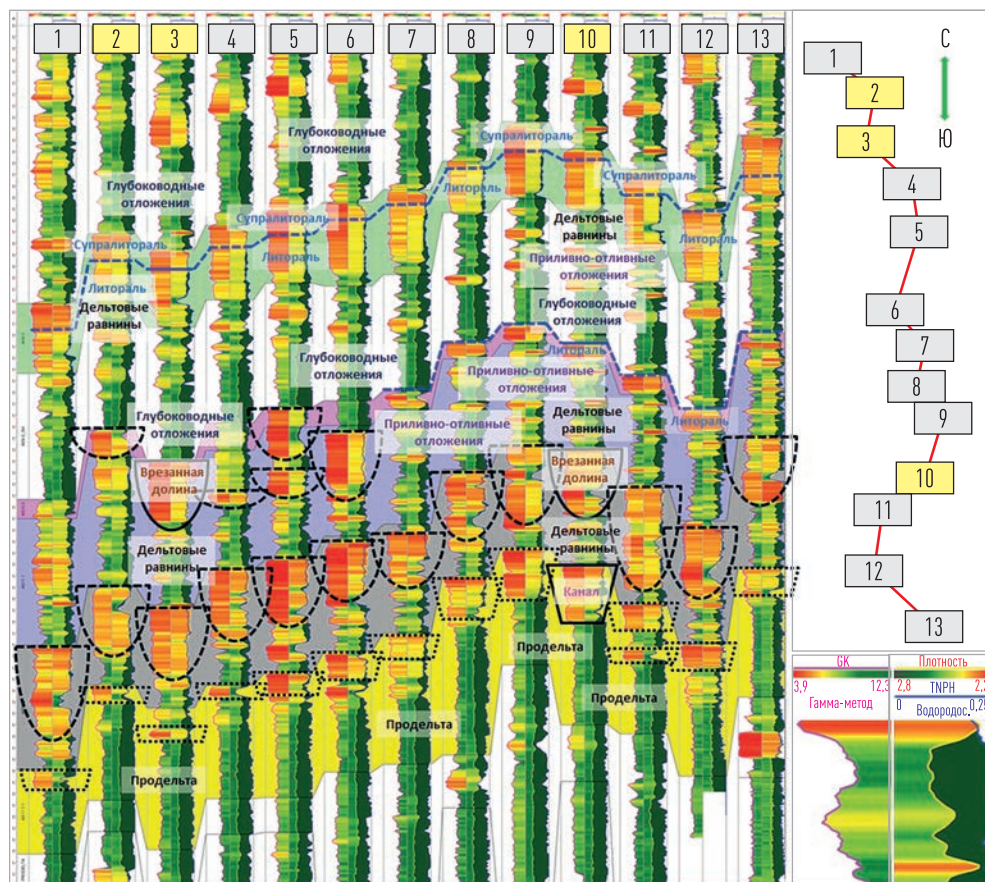


Рис. 7.3. Пример корреляции фаций с использованием радиометрических методов исследования скважин (ГК + ГК-п + ННК-т) для продуктивных отложений одного из месторождений Западной Сибири

7.2. Петрофация как аналог фильтрационной ячейки

Основной задачей фациального анализа в нефтегазовой геологии изначально являлось концептуальное понимание морфологии песчаных тел и их пространственной локализации с учетом общих геологических закономерностей. Идея привлечения при проведении фациального анализа петрофизических параметров начала развиваться с нача-

ла 70-х годов. В первую очередь речь идет о фильтрационно-емкостных свойствах, таких как пористость и проницаемость, имеющих большое значение при построении геолого-гидродинамических моделей продуктивных залежей. Сама идея заключается в том, что при описании коллекторов было бы удобно ввести понятие фильтрационной ячейки (ФЯ), которая является неким дополнительным классификационным признаком, позволяющим уточнить фильтрационные характеристики пластов. Фильтрационные ячейки имеют следующие свойства [93]. Фильтрационная ячейка есть некоторая часть пласта-коллектора, сложенная породами одного или больше чем одного литологического состава. Фильтрационную ячейку можно коррелировать и картировать в масштабе интервала. Зонирование пласта-коллектора с выделением фильтрационных ячеек должно коррелироваться с соответствующими разбивками его по кривым на диаграммах ГИС. Фильтрационная ячейка может сообщаться с другими фильтрационными ячейками.

В основе выделения фильтрационной ячейки лежит классификационный параметр, позволяющий группировать по нему классы ФЯ в поле сопоставления коэффициентов абсолютной проницаемости и пористости. В практике обычно используются определяющие параметры петрофизических моделей абсолютной проницаемости, рассмотренные в главе 3. Наиболее распространенным решением является привлечение в качестве классификатора таких параметров, как FZI (формула (3.44)) или R_{35} (формула (3.33)). Практическая ценность таких подходов заключается в возможности предсказать локализацию выделенных фильтрационных ячеек в объеме залежи, что позволяет уточнять ее фильтрационные характеристики. В этом отношении указанная задача подобна той, что решается при проведении фациального анализа, поэтому, исходя из наиболее эффективной возможности корреляции конкретной фильтрационной ячейки в соответствии с геологическими закономерностями, ее можно представить как петрофациальный тип, объединяющий фации с близкими значениями классификационного параметра. В главе 3 была показана относительная универсальность петрофизической модели проницаемости КСПП, которая описывается формулой (3.69). В качестве классификационного параметра использу-

ется величина S , отражающая степень связанности порового пространства. В терминах компьютерной модели, описанной в главе 4, данный параметр отражает вероятность наличия связи между порами и ее относительный размер. Величина S в концепции связанности порового пространства является также определяющим параметром в петрофизической модели абсолютной проницаемости, остаточной водонасыщенности и граничных значений ФЕС для выделения коллекторов. Таким образом, петрофациальное моделирование в рамках КСПП сводится к кластеризации фаций в петрофациальные типы (петрофации) по близости параметра S . Исходными данными при этом являются результаты седиментологического анализа, выполненные специалистами-литологами. На рисунке 7.4 приведен пример выделения четырех петрофациальных типов в условиях смены обстановок осадконакопления с континентальных на прибрежно-морские. Нумерация петрофаций в КСПП по умолчанию начинается с наименьшего значения S . Первая петрофация представлена преимущественно фациями руслового и пойменного аллювия ($S_{cp} = 2,2$), вторая — фацией открытых озерных водоемов ($S_{cp} = 3,2$), третья — фациями малоподвижного бассейнового мелководья и мелких прибрежных водотоков ($S_{cp} = 4,2$), а четвертая — фацией открытого подвижного бассейнового мелководья ($S_{cp} = 5,5$). На рисунке 7.5 представлен аналогичный подход к выделению двух петрофаций в условиях прибрежно-морских и глубоководных обстановок осадконакопления. Первая петрофация ($S_{cp} = 4,3$) представлена преимущественно турбидитовыми фациями, а вторая ($S_{cp} = 5,8$) — фациями дельты и межрусловыми отложениями.

Пример выделения петрофациальных типов для прибрежно-морских отложениях показан на рисунке 7.6. Первая петрофация представлена верхней предфронтальной зоной пляжа, нижним мелководно-морским шельфом и частично высокопроницаемыми отложениями дельтового канала. Второй петрофациальный тип включает в себя низкопроницаемые отложения дельтового канала. Третья петрофация в основном представлена отложениями продельты, средней предфронтальной зоной пляжа, а также конусом выноса дельты.

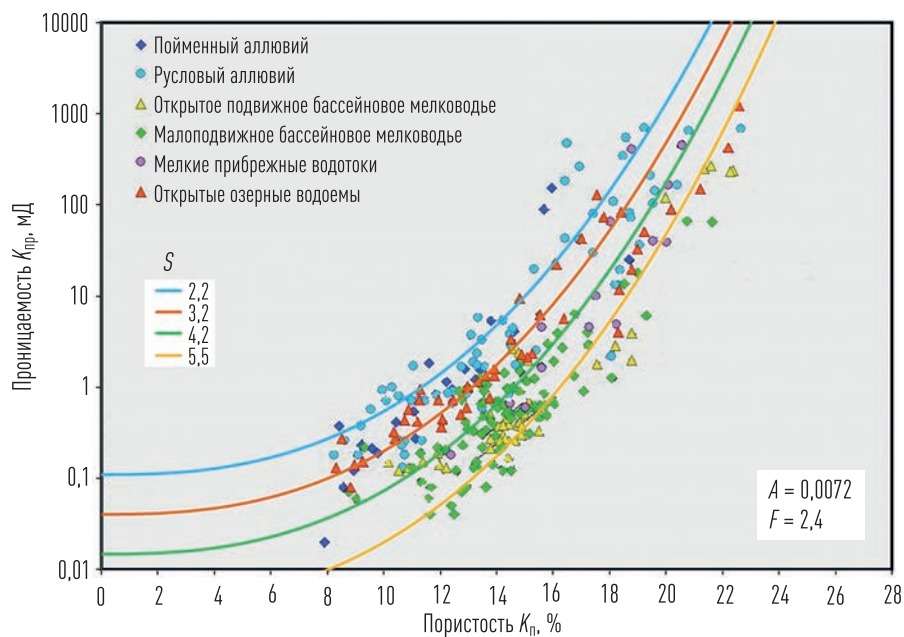


Рис. 7.4. Пример выделения петрофациальных типов в отложениях тюменской свиты одного из месторождений Западной Сибири

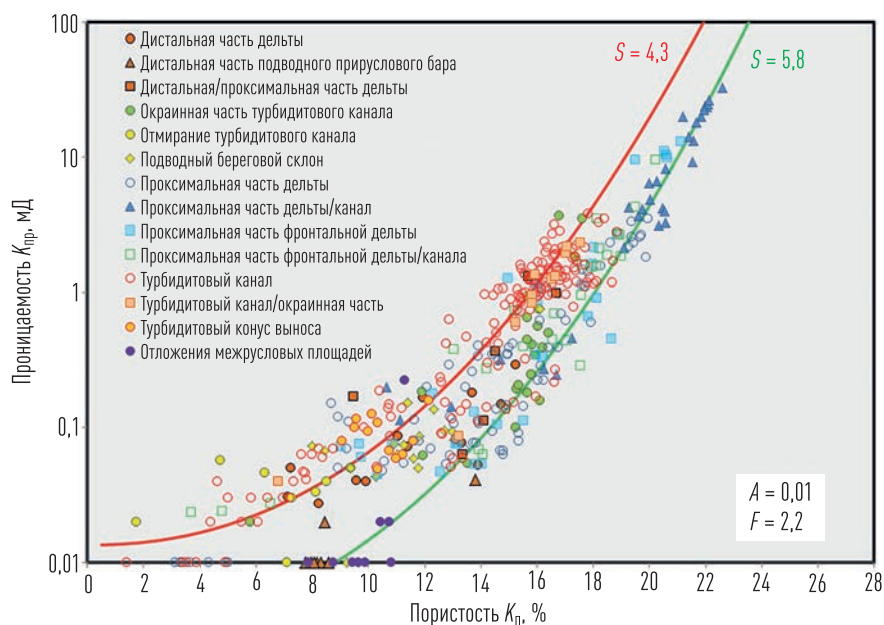


Рис. 7.5. Пример выделения петрофациальных типов в глубоководных отложениях одного из месторождений Западной Сибири

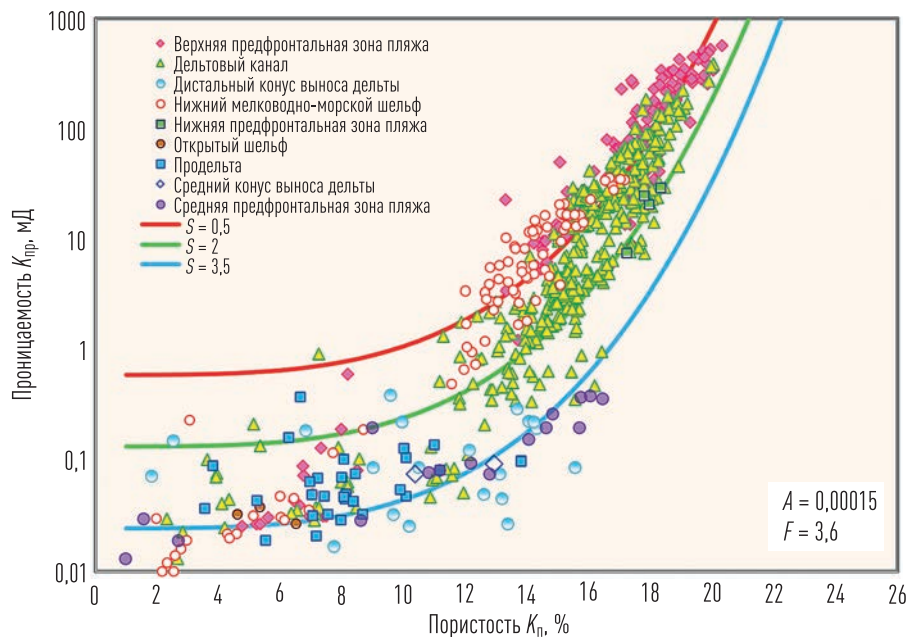


Рис. 7.6. Пример выделения петрофациальных типов в прибрежно-морских отложениях одного из месторождений Западной Сибири

На рисунке 7.7 приведен пример обоснования петрофаций путем объединения литофаций с близким распределением параметра связанности S , выделенных по результатам седиментологического анализа кернa. Индексы соответствуют следующим литофациям: 1 — глубоководье, продельта; 2 — приустьевой бар (песчаные «пальцы» дельты); 3 — нижний пляж, 4 — средний пляж; 5 — верхний пляж; 6 — береговая полоса, затопляемая во время прилива; 7 — приливно-отливная равнина; 8 — приливной канал; 9 — отмершее русло; 10 — распределительный канал; 11 — маршевая зона; 12 — лагуна; 13 — канал разлива; 14 — пески разлива; 15 — прирусловый вал; 16 — врезанная долина (активный канал); 17 — врезанная долина (заполнение долины); 18 — барьерный остров; 19 — верхняя (более континентальная) дельтовая равнина; 20 — нижняя (более морская) дельтовая равнина. Петрофация 1 соответствует врезанной долине, петрофация 3 объединяет литофации приливно-отливной равнины, верхней дельтовой равнины и глубоководных отложений. Петрофация 2 объединяет все ос-

тальные литофации. Полимодальные распределения параметра S внутри одной литофации обуславливают целесообразность детализации с выделением дополнительных фациальных типов или зон развития вторичных преобразований. Как правило, наличие вторичных преобразований приводит к уменьшению параметра связанности S (т. е. улучшению связанности пор между собой).

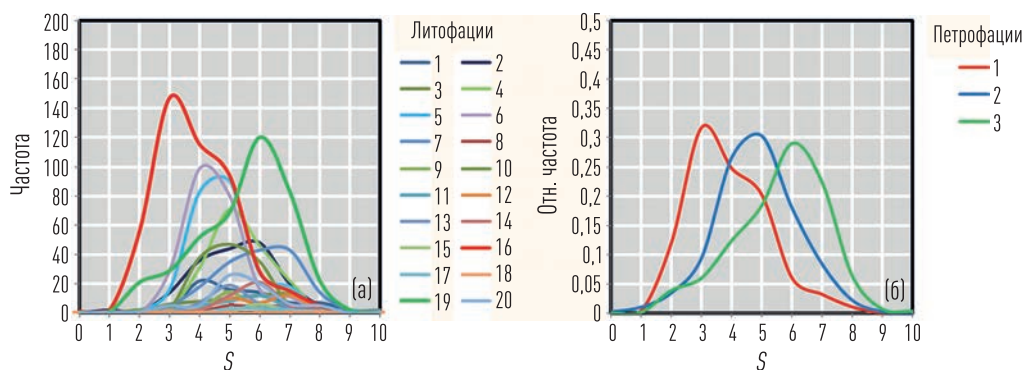


Рис. 7.7. Пример выделения петрофациальных типов путем объединения схожих по распределению параметра связанности S литофаций

Пример корреляции петрофациальных типов представлен на рисунке 7.8. Используя подобные корреляции в совокупности с сейсмическими данными, можно получить концептуальную модель распределения петрофаций в объеме залежи. В итоге на основании средних значений параметра связанности $S_{\text{ср}}$ для каждого петрофациального типа уточняются распределение величин коэффициентов проницаемости $K_{\text{пр}}$, остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$, а также соответствующее им распределение интервалов коллекторов. В свою очередь, параметр S , определенный на образцах керна по измеренным величинам $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{пр}}$, может являться дополнительным количественным критерием смены фациальной обстановки осадконакопления или же служить отражением вторичных постседиментационных процессов, в случае если относительно резкое изменение параметра S происходит в пределах одного фациального типа.

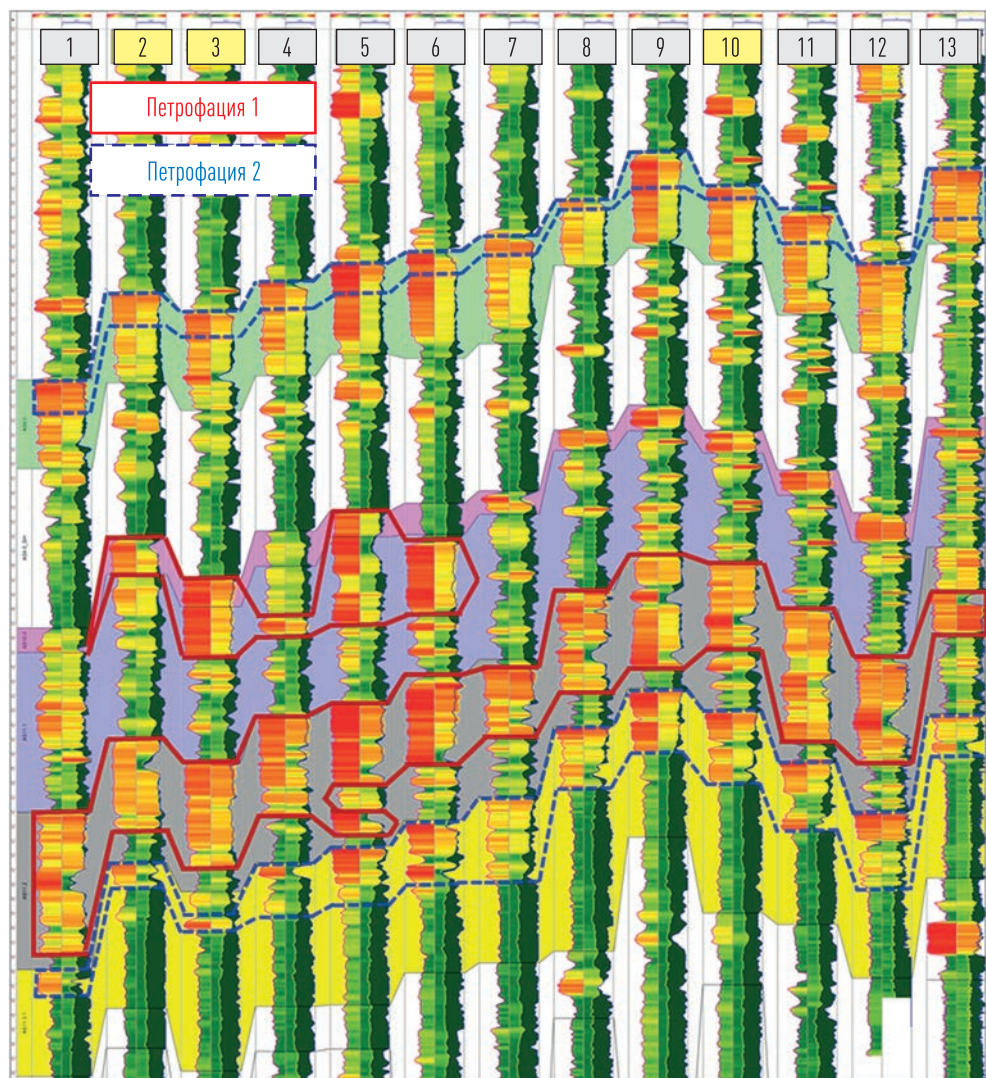


Рис. 7.8. Пример корреляции трех петрофациальных типов с использованием радиометрических методов исследования скважин (ГК + ГГК-п + ННК-т) для продуктивных отложений одного из месторождений Западной Сибири. Петрофация 1 и 2 околтурены соответствующими линиями. Петрофация 3 — вся оставшаяся часть разреза между петрофациями 1 и 2

В случае отсутствия седиментологической информации типизация разреза рекомендуется проводить на основании выделения зон с близкими значениями параметра связанности S по керну. Поскольку в этом случае отсутствует информация о фациальной принадлежности, выде-

ленные классы пород называются петротипами. Петротипы могут быть тождественны петрофациям. Обычно это характерно для случаев, когда влияние вторичных процессов на структурные характеристики порового пространства (связанность пор) несущественно. В случае значительного влияния вторичных процессов на связанность пор между собой петрофации и петротипы могут не соответствовать друг другу. Пример выделения петротипов в условиях прибрежно-морской обстановки осадконакопления показан на рисунке 7.9. Как видно из рисунка, величина параметра S , рассчитанная по данным керна, скачкообразно меняется, разделяя целевой интервал на четыре петротипа. Используя такой подход в других скважинах с наличием керна, можно построить концептуальную модель распределения петротипов. При этом скважины с керном используются в качестве обучающей выборки для создания методики выделения петротипов по данным геофизических исследований скважин, пробуренных без отбора керна.

Другим примером выделения петротипа может служить привлечение результатов проведения метода ядерного магнитного резонанса (ЯМР).

Обработка данных ЯМР проводится стандартно. Расчет параметра связанности S проводится на основании результатов определения общей пористости K_n и остаточной водонасыщенности $K_{во}$ с использованием соответствующих коэффициентов петрофизических моделей КСПП по формуле

$$S = A \cdot K_n^F - \ln \left[\left(\frac{B}{K_{во}} \right)^{1/D} - C \right]. \quad (7.1)$$

Аналогичный подход может быть использован в зоне предельной нефтенасыщенности. При этом в качестве значения $K_{во}$ принимается значение K_v , полученное стандартным способом по величине УЭС и коэффициенту пористости K_n . Стоит отметить, что в случае использования такого подхода в переходной зоне получаемые по ГИС величины K_v необходимо пересчитать в $K_{во}$ с помощью соответствующей капиллярной модели.

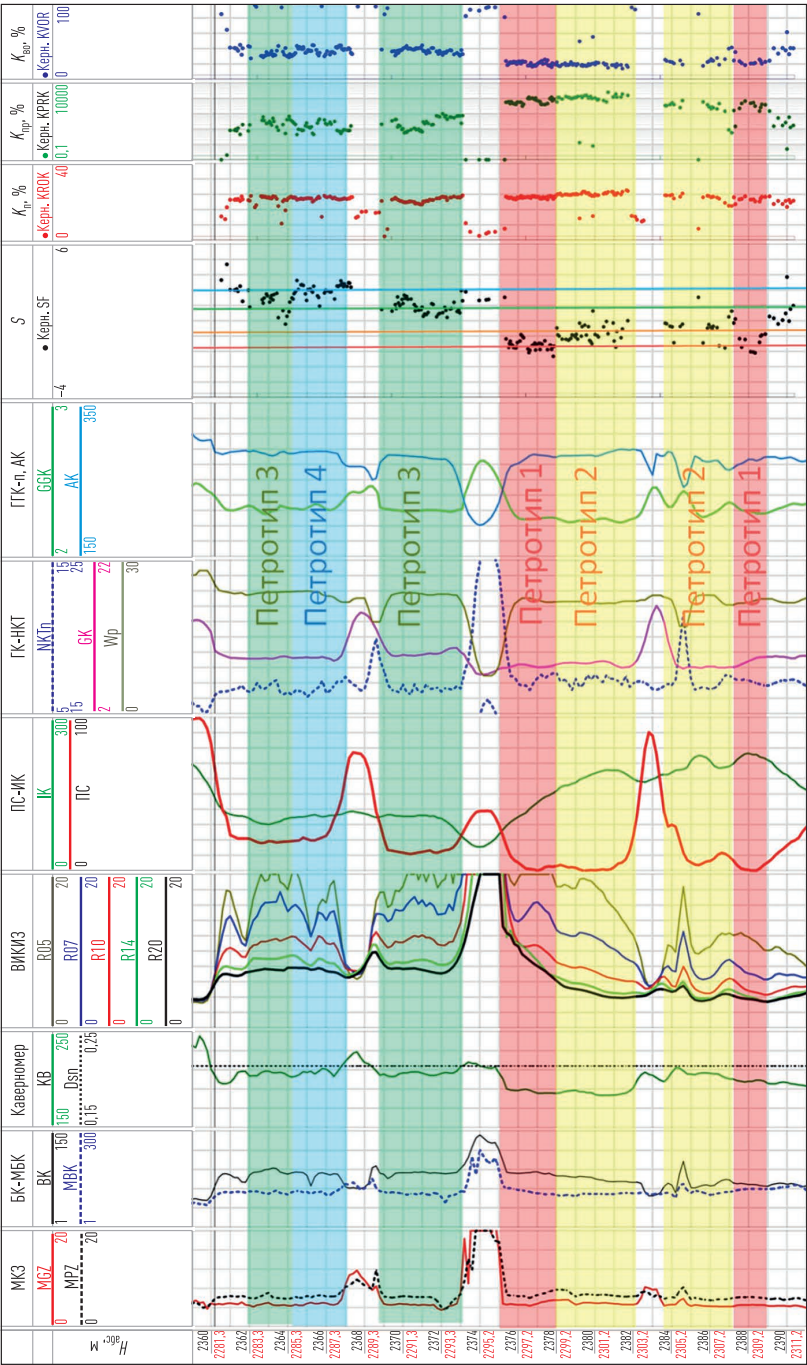


Рис. 7.9. Пример петротипизации разреза по параметру связанности S , рассчитанному по данным керна

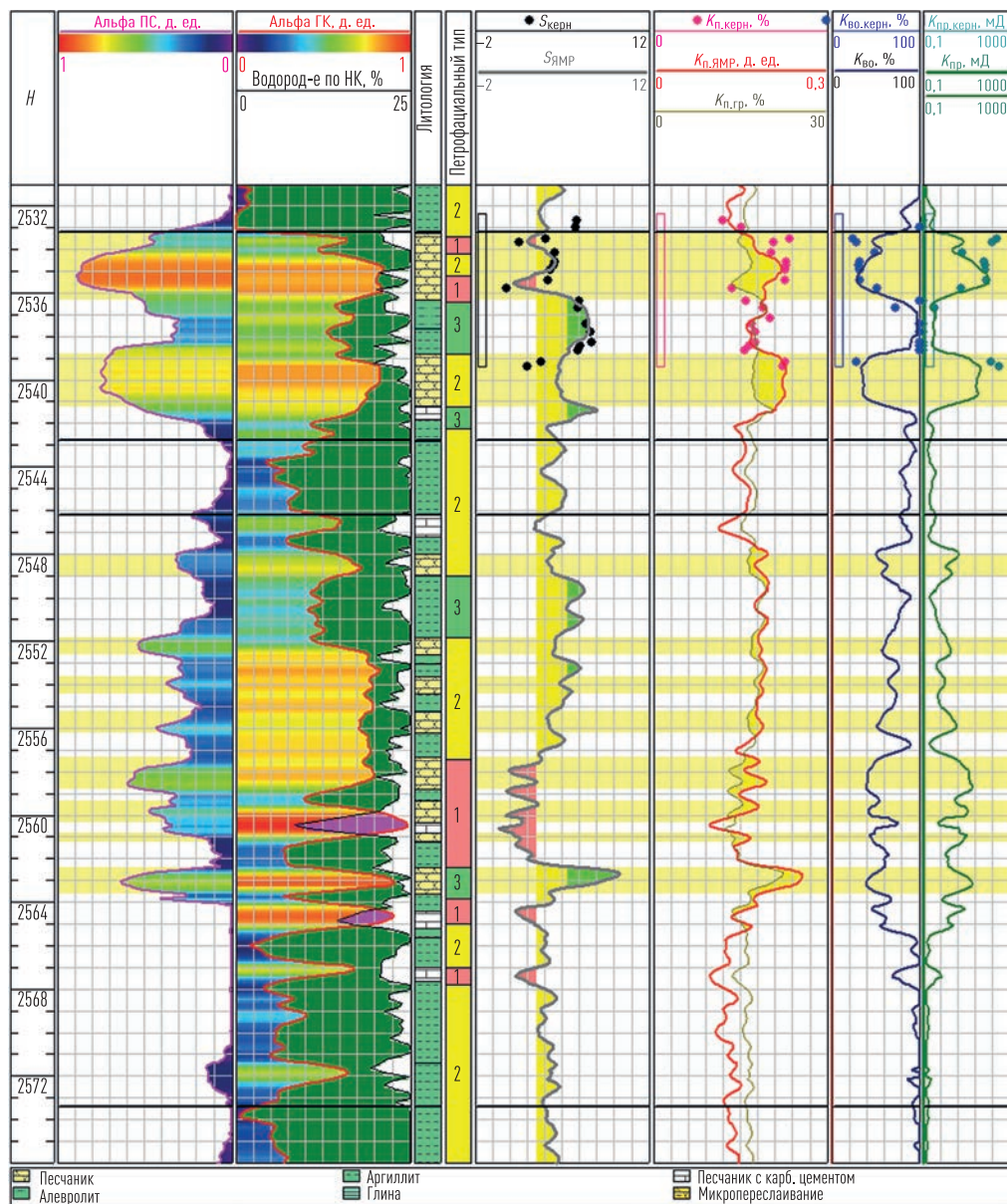


Рис. 7.10. Пример петротипизации разреза по параметру связанности S , рассчитанному по данным ядерного магнитного каротажа

В ряде случаев предварительную петротипизацию разреза можно провести по результатам оценки параметра S , полученного по данным ядра или типового комплекса ГИС. Оценка параметра S по данным

ГИС возможна в случае наличия корреляционных зависимостей между показаниями геофизических методов и параметром связанности S по керну. В качестве примера такого подхода на рисунках 7.11 и 7.12 приведены результаты петротипизации пластов БТ₆₋₈ одного из месторождений Западной Сибири. В основу петротипизации данных керна положено распределение параметра S , рассчитанного по результатам керновых определений коэффициентов пористости K_p и абсолютной газопроницаемости $K_{пр}$.

В рамках КСПП постулируется, что для одного петротипа параметр S характеризуется нормальным распределением значений. Таким образом, полимодальность распределения данного параметра может говорить о наличии нескольких петротипов. Ширину интервала (кармана) для построения гистограммы рекомендуется задавать таким образом, чтобы визуализация распределений позволяла уверенно выделять не более 4–5 петротипов с нормальным распределением параметра S (рис. 7.11,б). Стоит отметить, что вышеизложенный подход справедлив только при наличии достаточно представительной выборки керновых оценок S .

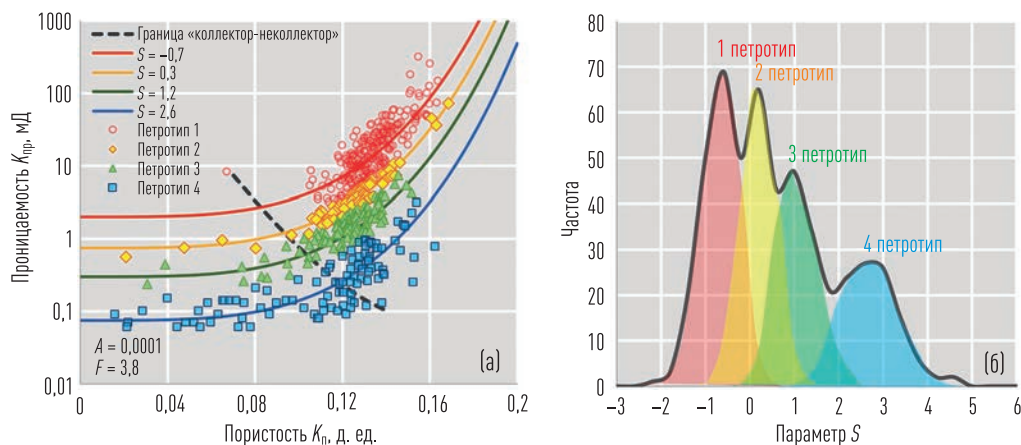


Рис. 7.11. Пример выделения петротипов по параметру S , определенному по керну для отложений БТ₆₋₈ одного из месторождений Западной Сибири: (а) распределение петротипов в поле «пористость – проницаемость» (б) фактическая гистограмма параметра S с наложенными нормальными распределениями для каждого петротипа

Высокая статистическая представительность оценок параметра S по данным керна позволяет получить значимые корреляционные зависимости типа «керна – ГИС». В настоящее время для ряда объектов Западной Сибири получены устойчивые корреляции параметра S с интервальным временем пробега упругой волны ΔT . Пример прогноза связанности по данным акустического метода АК приведен на рисунке 7.12. По данным Ш. В. Мухидинова, для ачимовских отложений ряда месторождений Западной Сибири зависимость $S = f(\Delta T)$ можно описать линейной закономерностью вида

$$S = (\Delta T - b)/a, \quad (7.2)$$

где $\Delta T_{\text{ск}}$ — время пробега упругой волны по скелету породы, a — параметр, зависящий от структурно-текстурных особенностей пород и изменяющийся от 8 до 18, b — подстроечная константа, близкая к величине интервального времени пробега упругой волны по скелету породы. Значения констант a и b формулы (7.2) для ачимовских отложений некоторых месторождений Западной Сибири приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Значения констант в формуле (7.2) для ачимовских отложений некоторых месторождений Западной Сибири (по материалам Ш. В. Мухидинова)

Месторождение	Константы	
	a	b
Вынгапуровское	10,2	170
Еты-Пуровское	17,7	170
Вынгаяхинское	8	170
Меретояхское	8	170
Мессояхское	10,7	170
Песцовое	8	170
Приобское	13	170
Самбургское	8	170
Северо-Самбургское	9,2	170
Ямбургское	16,2	170
Яро-Яхинское	7,8	170

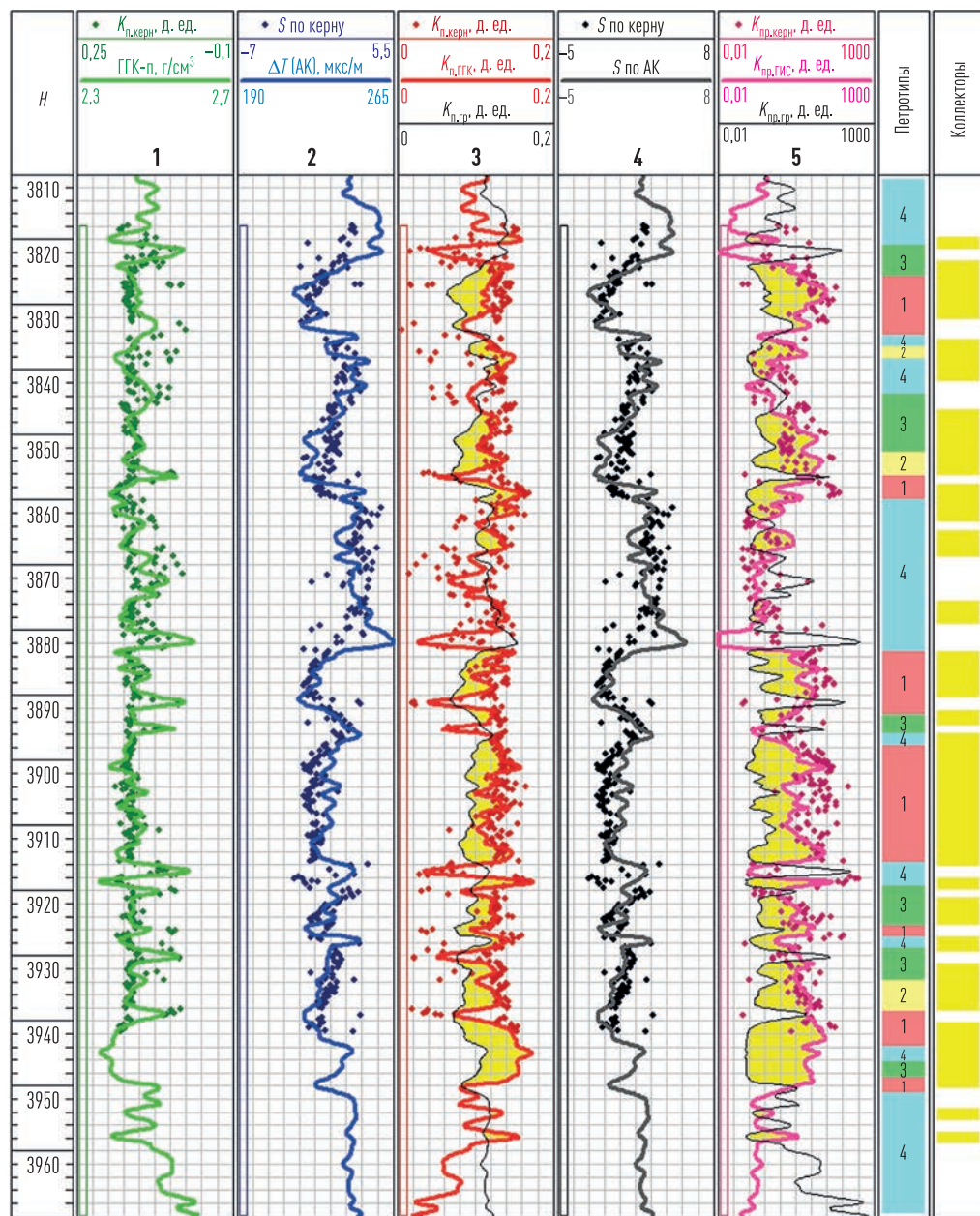


Рис. 7.12. Пример оценки параметра связности S по данным керна и акустического каротажа в отложениях БТ₆₋₈ одного из месторождений Западной Сибири

Резюмируя вышеизложенное, можно отметить, что процедуру петрофациального моделирования нужно рассматривать как возможность

оценки параметра связанности S порового пространства в разрезах скважин и, как следствие, уточнения ФЕС и толщин коллекторов. При этом результаты петротипизации по параметру связанности S , в свою очередь, могут привлекаться специалистами в области седиментологии в качестве дополнительного количественного фактора при проведении фациального анализа.

8

ОСОБЕННОСТИ МНГОВАРИАНТНОЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОДХОДОВ КСПП

8.1. Общие принципы многовариантной петрофизической оценки

В основе численной оценки параметров продуктивных пластов лежат прямые и косвенные методы получения информации. К прямым методам изучения разреза относятся: методы геолого-технологического контроля процесса бурения скважины; испытание пород-коллекторов в открытом стволе приборами на трубах, опробователями на кабеле и перфорирование колонны после обсадки скважины; отбор образцов керна при бурении из пластов-коллекторов. Косвенными являются геофизические изучения разрезов скважин (М. Г. Латышова, Т. Ф. Дьяконова, В. П. Цирульников, 1986). К косвенным методам изучения пластов также можно отнести и наземные геофизические методы. Наличие неопределенностей при изучении пластов косвенными методами, а также неоднозначности методических подходов обработки и интерпретации геофизических величин при оценке геологических запасов обуславливает получение итогового результата с некоторой погрешностью. Зачастую при построении геологических моделей получают одновариантное решение. При этом считается, что все альтернативные варианты имеют меньшую вероятность реализации. Как правило, такие выводы делаются на основании экспертной оценки соответствующих результатов и методических подходов их получения. Очевидно, что планирование и реализация различных технико-экономических решений на одновариантной модели могут быть не всегда эффективными по причине недоучета менее вероятных, но полностью не исключенных результатов (сценариев). Также очевидно, что степень изученности того или иного объекта определяет вероятность реализации по-

лучаемого базового варианта. Для оценки вероятности реализации того или иного сценария привлекают статистические методы анализа данных (вероятностная оценка). На стадии открытия и начала изучения любого месторождения эта вероятность минимальна и увеличивается по мере повышения изученности продуктивных залежей. При достижении максимально возможной изученности многовариантная оценка теряет смысл по причине малозначимых вариаций различных оценок относительно базового варианта. Таким образом, многовариантная оценка запасов имеет важное значение на стадии геолого-разведочных работ и менее востребована на стадии эксплуатации месторождения.

К настоящему времени в нефтегазовой отрасли устоялись термины «вероятностная оценка запасов» или (в частном случае) «вероятностная петрофизическая оценка». Основным инструментом таких оценок является статистическое (случайное) моделирование возможных вариантов сочетания входных параметров, а итоговые результаты представляют собой распределение результирующих оценок, ранжированных по степени вероятности сценариев их реализации. Это может быть дифференциальное или интегральное распределение возможных реализаций для геологических, линейных или извлекаемых запасов, а также различных профилей добычи, соответствующих этим запасам. Важной частью таких оценок является анализ чувствительности результатов к изменению того или иного параметра, а необходимость прогноза неопределенностей оценок запасов тесно связана с понятием риска. В общем случае риск связывают с опасностью потерь (P. J. Rose, 1987) и учитывают при принятии инвестиционных решений, в первую очередь в геологоразведке.

В настоящей работе используется термин «многовариантная оценка», который обобщает все способы прогноза различных сценариев, как вероятностные, так и детерминированные. В частности, если речь идет о линейных запасах (или их плотности), то вводится термин «многовариантная петрофизическая оценка», так как указанные величины определяются по скважинам на основании петрофизических оценок вскрытых продуктивных пластов. Таким образом, петрофизическая не-

определенность является составным элементом общей задачи по оценке неопределенности геологических запасов.

Основным способом оценки геологических запасов углеводородов является объемный метод, который реализуется в следующей последовательности [69]:

- определение объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;
- определение средней пористости пород-коллекторов;
- определение средней нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

Начальные геологические запасы нефти подсчитываются по формуле [69]

$$Q_{n0} = F \cdot h_{\text{эфф.н}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \Theta \cdot \sigma_{\text{н}}, \quad (8.1)$$

где Q_{n0} — начальные геологические запасы нефти, тыс. т; F — площадь залежи, тыс. м²; $h_{\text{эфф.н}}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина, м; $K_{\text{п}}$ — коэффициент открытой пористости, д. ед.; $K_{\text{н}}$ — коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; Θ — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, д. ед.; $\sigma_{\text{н}}$ — плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³.

Линейные запасы нефти $L_{\text{э.н.}j}$ в j -й скважине выражаются как:

$$q_{\text{н.}j} = h_{\text{эфф.н.}j} \cdot K_{\text{п.}j} \cdot K_{\text{н.}j} \cdot \Theta \cdot \sigma_{\text{н}}, \quad (8.2)$$

где $q_{\text{н.}j}$ — линейные запасы j -й скважины, т/м²; $h_{\text{эфф.н.}j}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая j -й скважиной, м; $K_{\text{п.}j}$ — средневзвешенный по эффективной толщине коэффициент открытой пористости, д. ед.; $K_{\text{н.}j}$ — средневзвешенный по объему порового пространства и эффективной нефтенасыщенной толщине коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.

Таким образом, общая неопределенность в геологических запасах обусловлена частными неопределенностями в оценке всех ключевых параметров, входящих в формулы (8.1) и (8.2). В случае использования выражения $q_{\text{н}} = h_{\text{эфф.н}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}}$ оценка линейных запасов будет выражена в метрах и для пластовых условий. Поскольку линейные запасы неф-

ти q_n оцениваются по результатам геофизических исследований скважин, многовариантность их оценки обусловлена главным образом петрофизической неопределенностью. Неопределенность количественно можно выразить через вероятность наступления того или иного события. В практике для этого используются статистические распределения возможных вариантов численного значения для того или иного параметра, участвующего в подсчете геологических запасов. Для получения многовариантной оценки геологических запасов необходимо провести множество расчетов на основании принятых алгоритмов, используя все допустимые сочетания значений входных параметров. В результате получают распределение возможных вариантов геологических запасов.

Общепринято, что при прогнозировании параметров ловушек используют 80 %-ный доверительный интервал. Такой интервал заключен между верхней ($P_{10} = 10 \%$) и нижней ($P_{90} = 90 \%$) границами изменения того или иного параметра. Ожидаемый результат связывают с серединой интервала ($P_{50} = 50 \%$). По умолчанию считается, что P_{10} соответствует оптимистической, а P_{90} — пессимистической оценке. Входящими параметрами являются функции распределения для всех определяющих параметров. Моделирование проводится с помощью методов Монте-Карло, путем случайной генерации определяющих параметров в соответствии с заданными функциями распределений. Распределение реализаций будет характеризовать возможные варианты запасов. Исходя из квантилей P_{10} , P_{50} , P_{90} для полученного распределения, оцениваются соответствующие варианты.

Погрешности наземных и скважинных геофизических методов, а также методических подходов при их интерпретации в конечном итоге выражаются в виде неопределенности в оценке запасов. При этом оценка систематической погрешности является первоочередной задачей экспертизы результатов и методических подходов интерпретации сейсмики, геофизических исследований скважин, а также геологических построений и, строго говоря, не входит в задачу оценки неопределенностей. Если каким-либо образом обнаружено наличие систематической ошибки, то необходимо скорректировать алгоритмы и выпол-

нить пересчет параметров. Таким образом, в идеальном случае корректная с точки зрения экспертно-методического подхода модель подразумевает наличие только случайной погрешности входных данных. Вместе с тем в практике это далеко не всегда так, однако систематические погрешности характерны главным образом для отдельных скважин, что в совокупности рассмотрения всего фонда скважин месторождения можно воспринимать как результирующую случайную погрешность.

8.2. Обоснование статистических распределений исходных неопределенностей

Считается, что для петрофизических параметров характерны три типа распределения: нормальное (или разновидность нормального — логнормальное), равномерное, треугольное (рис. 8.1). В качестве исходных определяющих параметров, как правило, используются кривые геофизических методов (входные параметры), коэффициенты пористости и глинистости, переменные и константы соответствующих петрофизических моделей, а также граничные отсечки (главным образом те, которые используются для выделения коллектора в разрезе).

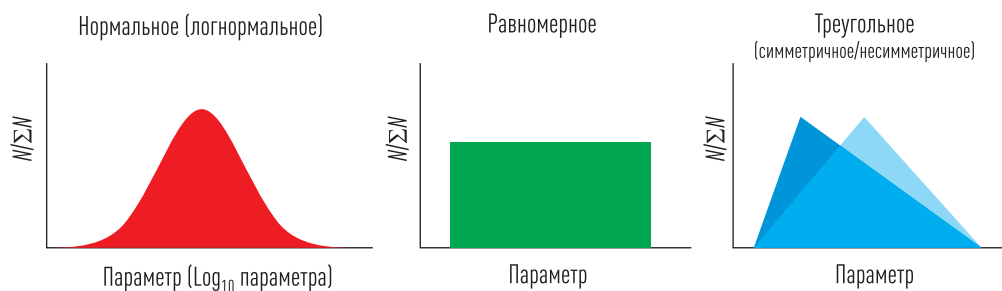


Рис. 8.1. Основные типы распределений петрофизических параметров

Параметры распределений подбираются исходя из следующих соображений.

Равномерное распределение рекомендуется использовать для различных констант в расчетных алгоритмах, в случае если нельзя отдать предпочтение какому-то одному диапазону. Например, в наличии есть выборка минерализаций пластовой воды из нескольких различных скважин, которые расположены равномерно по площади залежи. Отбор проб произведен в соответствии с методическими и техническими требованиями, все пробы признаны кондиционными. Относительно небольшое количество результатов не обеспечивает статистической достоверности для получения распределения, по которому можно однозначно оценить его тип.

Нормальное (логнормальное) распределение рекомендуется использовать, если в наличии уже есть какой-то приоритетный численно оцененный параметр, которому необходимо задать статистическую неопределенность. По своей сути нормальное распределение предполагает, что варианты «тяготеют» к некоторой средней величине, при этом значения, которые существенно отличаются от среднего, имеют малую вероятность существования.

Треугольное (несимметричное треугольное) распределение можно использовать аналогично нормальному (логнормальному) распределению. Данный тип распределения характеризуется несколько большей шириной доверительного интервала по сравнению с нормальным видом и рекомендуется к использованию в случае низкой информационной обеспеченности параметра или если фактическое распределение параметра достаточно уверенно не описывается нормальным (логнормальным) законом и известны только его крайние значения.

Тип неопределенности выбирается по форме числового выражения погрешности измерения. Существует две формы числового выражения: абсолютная и относительная. В абсолютной форме погрешность выражается в тех же единицах измерения, что и сама определяемая величина. В относительной форме погрешность выражается, как правило, в процентах.

Дисперсия и стандартное (среднеквадратичное) отклонение позволяет оценить, насколько значения из множества могут отличаться от

среднего значения. Стандартное отклонение σ и дисперсия $D(X)$ связаны соотношением $D(X) = \sigma^2$. Дисперсию или стандартное отклонение можно задавать только для нормального (логнормального) вида распределения.

Лимиты ограничивают распределение данных по определенным значениям. Нижний (lower limit) и верхний (upper limit) пределы — это максимальный и минимальный диапазон между точными значениями (исходной точкой данных) и его пределами. На рисунке 8.2 показан пример использования лимитов для минералогической плотности. Соответственно, нижний предел равен 0,02 г/см³, верхний предел равен 0,01 г/см³. Необходимость установления пределов заключается в использовании физических диапазонов изменения того или иного параметра, за пределы которых не будут выходить случайно сгенерированные варианты.

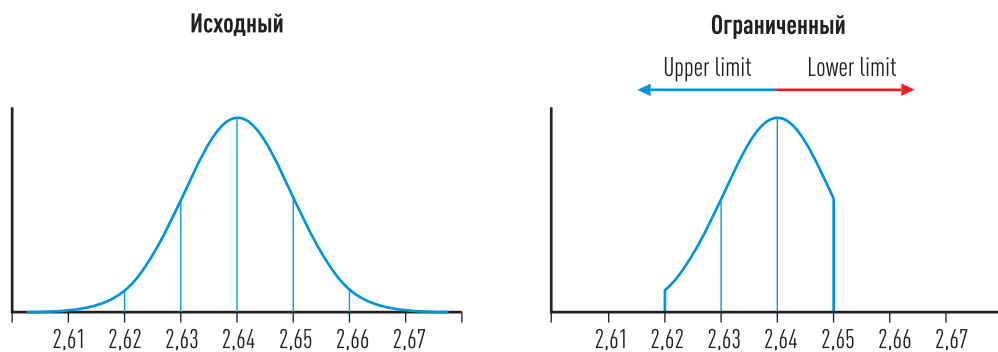


Рис. 8.2. Пример использования лимитов при выборе вида распределения минералогической плотности

Погрешности измерений приборов ГИС указаны в технической документации производителей. Погрешность измерения — это отклонение измеренного значения величины от ее истинного (действительного) значения. В соответствии с методическими указаниями МИ1317-86 «Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики погрешности измерений» в качестве характеристик случайной составляющей погрешности измерений используются величина среднеквадратичного отклонения σ и (при необходимости)

нормализованная автокорреляционная функция случайной составляющей погрешности измерений или характеристики этой функции.

Неопределенности параметров петрофизических моделей. В случае статистической представительности оценок параметров петрофизических моделей по данным керна моделируется нормальное распределение путем подбора стандартного отклонения таким образом, чтобы получаемое распределение совпадало с распределением петрофизических констант, полученных по керну. В качестве примера на рисунке 8.3 приведено сопоставление модельных (1000 итераций) и полученных по керну значений показателя связанности порового пространства S , коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и показателей m и n в уравнениях Арчи–Дахнова и для продуктивных отложений АС₉₋₁₂ одного из месторождений Западной Сибири.

Погрешности определения коэффициентов открытой пористости K_p задаются в виде нормального распределения отклонений пористости по ГИС от пористости по керну (рис. 8.4). Данный подход рекомендуется использовать, если коэффициент пористости оценивался по комплексу методов, показания которых невозможно или проблематично привести к стандартной форме с помощью соответствующего аппаратурно-методического обеспечения для учета скважинных условий регистрации данных и литологических особенностей разреза.

Неопределенности оценки пересчетного коэффициента K_s , определяющего пропорциональность между высотой интервала над ЗЧВ и капиллярным давлением P_k на границе воздуха и воды в лабораторных условиях. Рекомендуется задавать в виде равномерного распределения на основании анализа результатов сопоставлений оценок коэффициентов водонасыщенности по модели переходной зоны с результатами, полученными по электрической модели, или результатами определения сохраненной водонасыщенности K_v по керну, отобранному в скважинах по изолированной технологии.

Неопределенность оценки УЭС воды рекомендуется задавать в виде равномерного распределения на основании анализа кондиционных проб пластовой воды и закономерностей изменения температуры с глубиной для конкретных залежей.

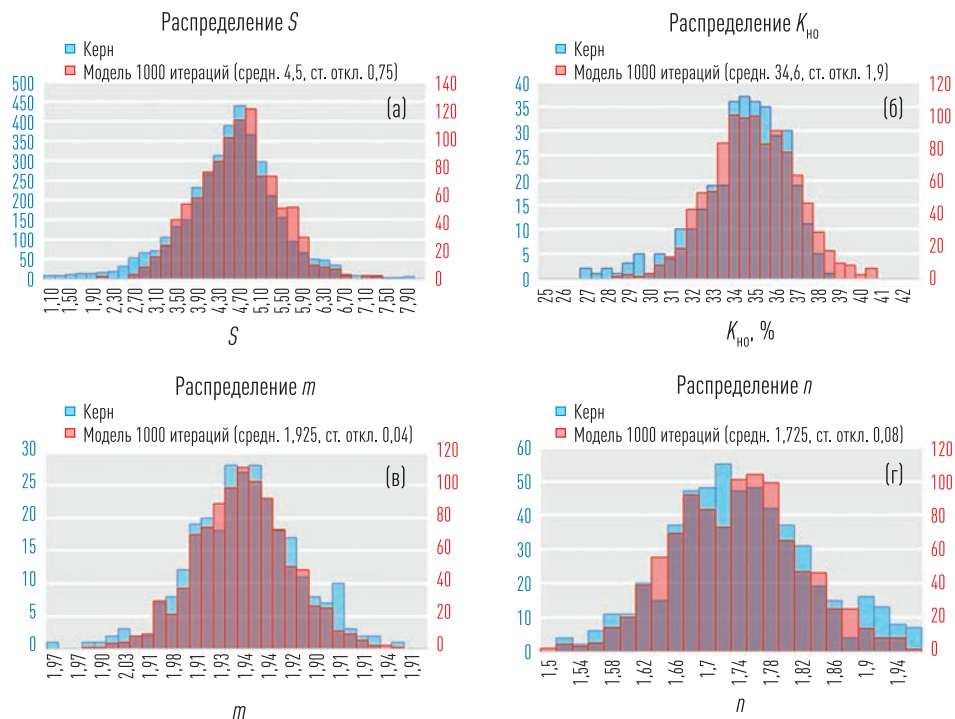


Рис. 8.3. Пример сопоставления модельных (1000 итераций) и полученных по керну петрофизических параметров: а) параметр связности S ; б) коэффициент остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$; в) показатель цементации m в уравнениях Арчи–Дахнова; г) показатель насыщенности n в формулах Арчи–Дахнова

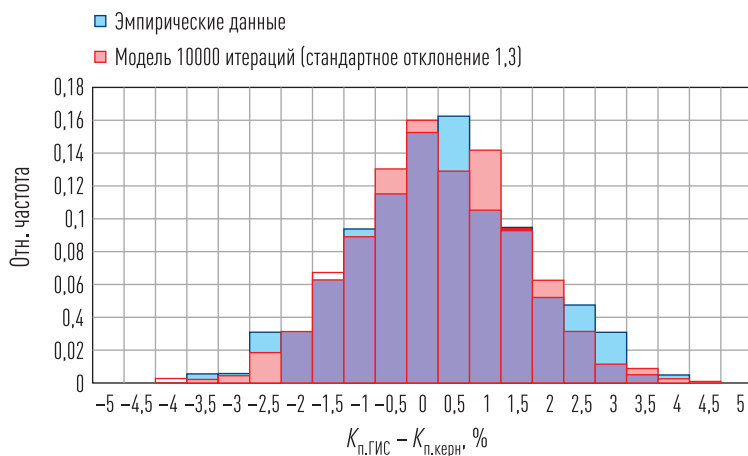


Рис. 8.4. Пример подбора стандартного отклонения для обоснования распределения неопределенности оценок K_n по комплексу НКТ + ПС по сопоставлению результатов оценок по ГИС с данными керна для пласта БС₉₋₂ одного из месторождений Западной Сибири

8.3. Вероятностная оценка методом Монте-Карло

После выбора функций распределения для всех определяющих параметров итерационно методом Монте-Карло генерируются их различные варианты в соответствии с заданным видом распределения. После чего для каждой итерации с помощью типовых алгоритмов рассчитываются выходные параметры. Общая схема процесса представлена на рисунке 8.5.

Моделирование петрофизической неопределенности подразумевает априорно заданную последовательность в переборе входных геофизических параметров и параметров петрофизических моделей. Поскольку геофизические кривые представляют собой числовые величины, привязанные к определенной глубине, можно выделить горизонтальный процессинг и вертикальный процессинг. Выбор типа процессинга связан с особенностями проведения интерпретации ГИС. В настоящее время существует два подхода: поточечная и попластовая интерпретация. Основное отличие данных подходов проиллюстрировано на рисунке 8.6.

В случае поточечной интерпретации кривых ГИС (рис. 8.7) горизонтальный процессинг подразумевает следующие положения:

- случайные реализации для всех определяющих параметров перебираются для каждой заданной точки глубины;
- позволяет моделировать только случайную неопределенность;
- отсутствуют вертикальные связи между соседними по глубине сгенерированными параметрами и, соответственно, между результатами.
- для вертикального процессинга характерно:
- для каждого определяющего параметра моделируется систематическое смещение точек, одинаковое для всего диапазона изменения глубины;
- одинаковые реализации, используемые на всех глубинах, обеспечивают вертикальную взаимосвязанность результатов.

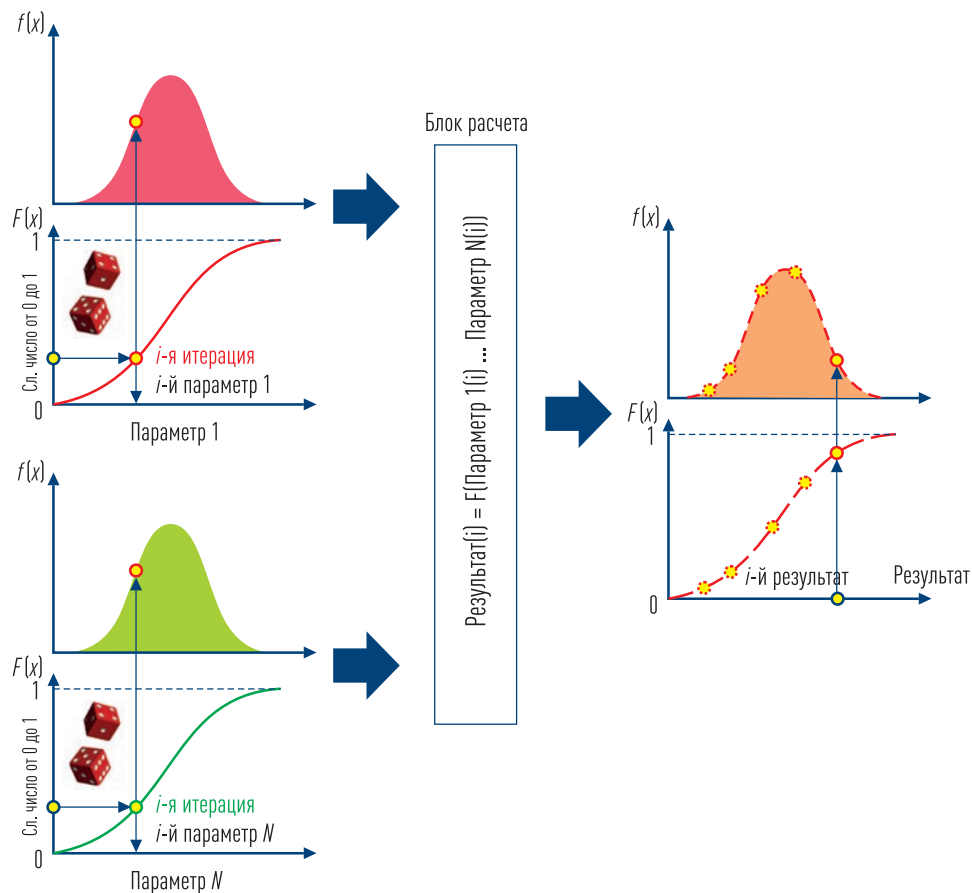


Рис. 8.5. Обобщенная схема получения распределения результатов по заданным функциям распределений входящих параметров методом Монте-Карло

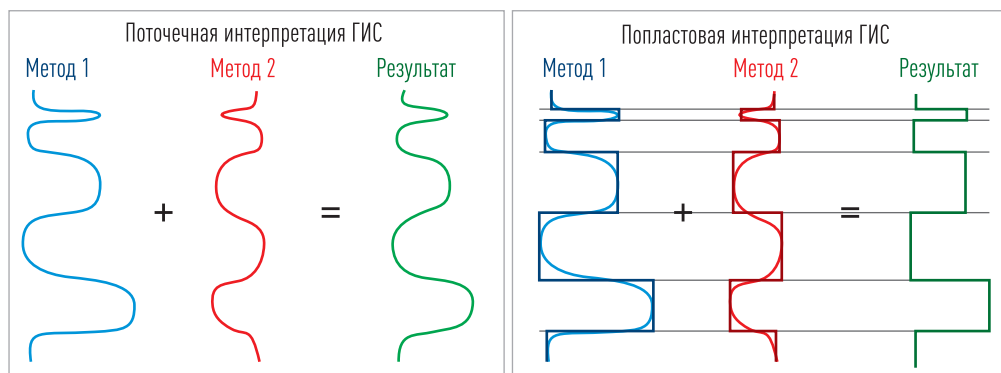


Рис. 8.6. Основные особенности проведения поточечной и поплатовой интерпретации ГИС

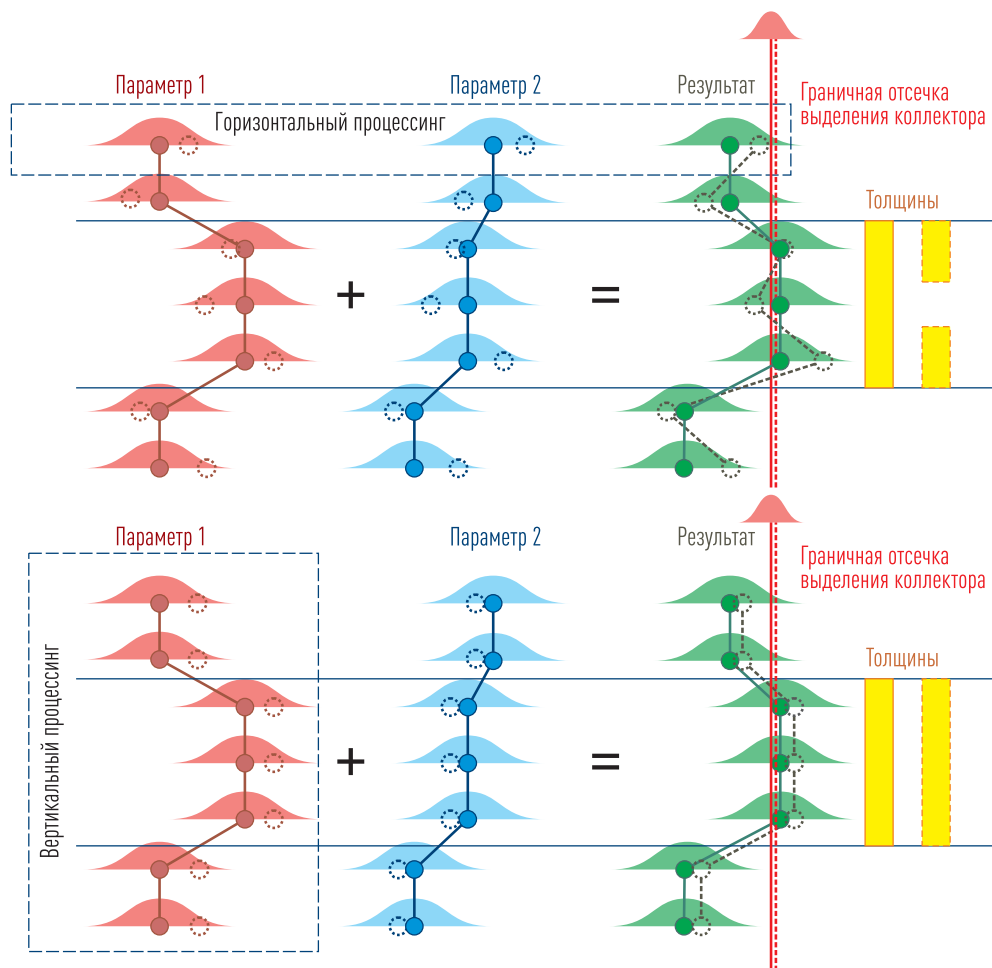


Рис. 8.7. Отличие горизонтального и вертикального процессинга при поточечной интерпретации ГИС

Детальный анализ функциональности двух видов процессинга рассматривался специалистами компании Paradigm. В результате проведенного анализа были сделаны выводы, что вертикальный процессинг при проведении поточечной интерпретации более востребован относительно горизонтального, в связи с этим во всех программных продуктах (Techlog, Interactive Petrophysics, Geolog), использующих поточечную интерпретацию ГИС, реализован именно вертикальный процессинг.

В случае проведения попластовой интерпретации ГИС можно рекомендовать использовать комбинацию вертикального и горизонталь-

ного процессинга. В данном случае появляется дополнительная геологическая составляющая в виде границ между литологически однородными по ГИС прослоями, поэтому горизонтальный процессинг применяется не к кванту геофизической кривой, а ко всему прослою, что не нарушает вертикальной связанности между квантами геофизической кривой в интервале прослоя и, следовательно, геологических закономерностей.

Выбор количества реализаций при использовании метода Монте-Карло является важным условием, влияющим на окончательный результат при оценке неопределенности петрофизических параметров. Стабильность результатов достигается в том случае, когда количество реализаций достаточно велико, чтобы распределение результатов повторялось при последующих запусках процесса. В практике для обеспечения устойчивости получаемых распределений обычно рекомендуется выполнение 1000 и более итераций.

8.4. Анализ чувствительности результатов

Важной частью оценки петрофизической неопределенности является понимание того, какие входные параметры оказывают наибольшее влияние на изменение результата. Анализ чувствительности проводится по следующему принципу. Каждый входной параметр изменяется от своего максимума и минимума, в то время как все остальные входные параметры сохраняют значение «базового случая». Результаты анализа чувствительности графически обычно отображаются в виде «торнадо-плота». Поскольку в данном случае реализуется вариант нескольких сценариев, такие графики можно использовать для сравнения тех или иных методических подходов между собой. Например, на рисунке 8.8 в виде «торнадо-плотов» отражены два способа проведения многовариантной петрофизической оценки: с учетом предварительной петротипизации, без учета предварительной петротипизации разреза.

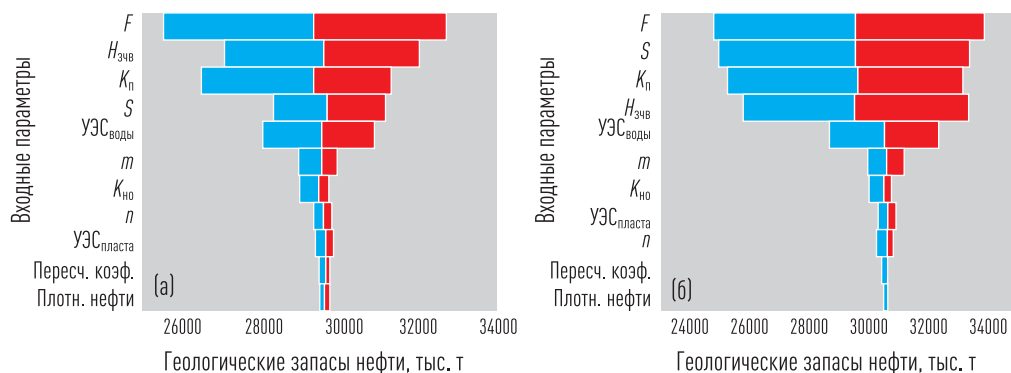


Рис. 8.8. Пример представления анализа чувствительности результатов оценки геологических запасов в виде «торнадо-плота» для продуктивных отложений БВ₈ одного из месторождений Западной Сибири (показаны только первые одиннадцать наиболее значимых параметров): а) результат с учетом петротипизации с фиксированными значениями S для каждого петротипа; б) результат без учета петротипизации $S = \text{const}$

8.5. Пример алгоритма многовариантной оценки геологических запасов нефти с привлечением петрофизических моделей КСПП

В качестве примера рассмотрим алгоритм проведения многовариантной оценки геологических запасов с использованием петрофизических моделей концепции связанности порового пространства. Оценка проводится по скважинам отдельной залежи (или всего месторождения) раздельно для каждого стратиграфического интервала (подсчетного объекта). В качестве входных параметров используются: распределение результатов оценки площади залежи F или его статистические характеристики; распределения результатов определения плотности нефти σ_n и пересчетного коэффициента Θ или их статистические характеристики; результаты поплавовой интерпретации данных ГИС в виде непрерывной по глубине таблицы с отсчетами показаний с кривых методов ГИС в однородных по литологии интервалах.

Реализация сценариев осуществляется по каждой скважине с учетом следующих критериев: наличие/отсутствие выраженных прямых признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт; наличие/отсутствие керновых определений; наличие/отсутствие конди-

онных испытаний в скважине; наличие/отсутствие записи методов пористости (ГГК-п, АК, ННК-Т, ЯМР) и глинистости (ПС, ГК), показания которых стандартизированы с учетом типа прибора и геолого-технологических условий проведения исследований; наличие/отсутствие предварительной петротипизации разреза.

Обобщенная схема алгоритма оценки показана на рисунке 8.9. Процедура выполнения алгоритма зависит от набора входных данных в каждой скважине. В общем случае входными данными для расчета являются следующие.

1. Геофизические параметры, представленные в попластовом виде непрерывно по всему целевому интервалу подсчетного объема: удельное электрическое сопротивление (УЭС) по данным многозондовых индукционного и бокового методов или по результатам комплексной интерпретации данных бокового каротажного зондирования (БКЗ) и типовых однозондовых приборов индукционного (ИК) и бокового (БК) методов, объемная плотность пород δ_n по гамма-гамма-плотностному методу (ГГК-п), водородосодержание W (нейтронная пористость) по нейтрон-нейтронному методу по тепловым нейтронам или нейтронному гамма-методу (ННК-Т/НГК), интервальное время пробега продольной волны ΔT по акустическому методу (АК); естественная радиоактивность горных пород J_γ по гамма-методу (ГК), относительная амплитуда методов потенциалов собственной поляризации (ПС) α_{nc} ; результаты обработки спектров ЯМР (общая пористость K_n , эффективная пористость $K_{п.эф}$, остаточная водонасыщенность $K_{во}$).

2. Стандартные (среднеквадратичные) отклонения (СКО), полученные на основе справочных погрешностей измерений соответствующих приборов.

3. Интервалы коллекторов, выделенные по прямым признакам или по результатам испытаний и опробований пластов.

4. Интервал предполагаемого изменения минерализаций C_v по исследованиям кондиционных проб пластовой воды, пересчитанный в удельное электрическое сопротивление пластовой воды УЭС в припластовой температуре.

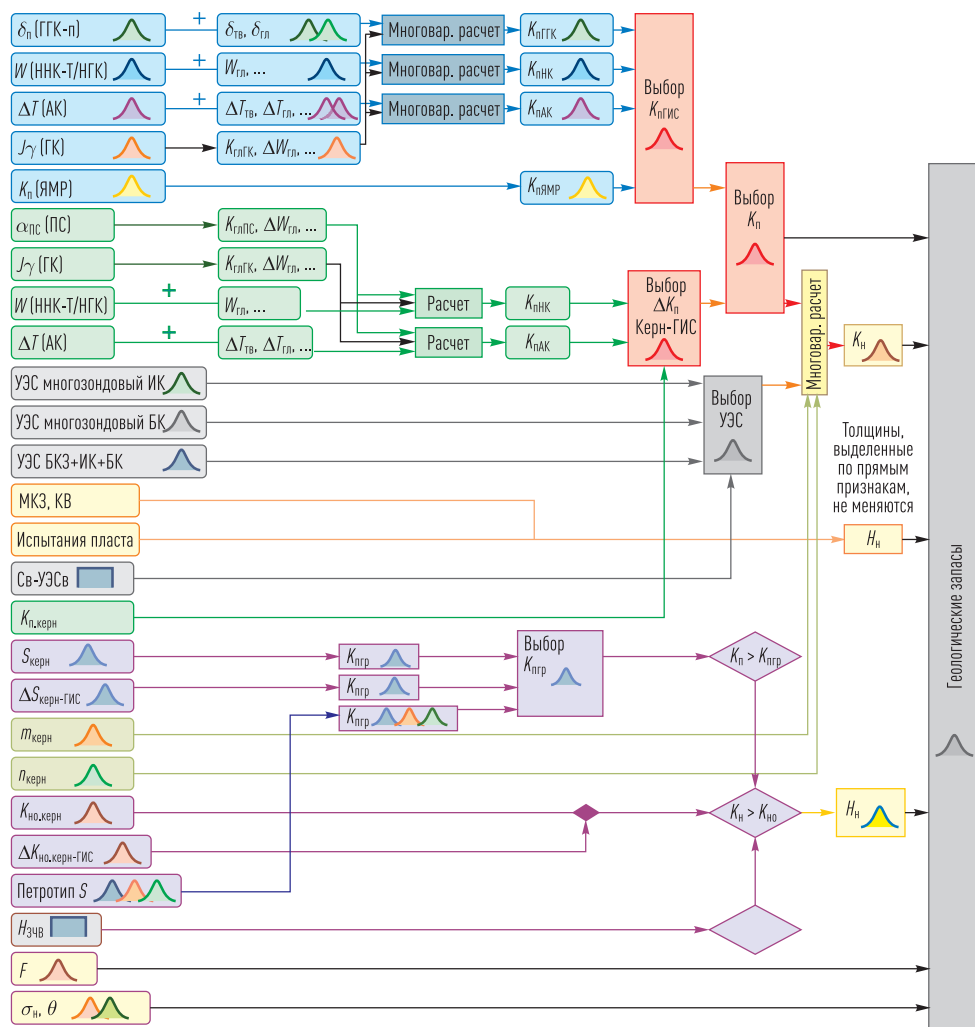


Рис. 8.9. Обобщенная схема проведения многовариантной оценки геологических запасов с учетом петрофизических моделей КСПП

5. СКО аппроксимирующего нормального распределения статистической выборки расчета отклонений ΔK_n коэффициента пористости K_n по ГИС от среднего коэффициента пористости по керну $K_{п.кern}$ в интервале каждого прослоя (при невозможности стандартизации показаний методов пористости с учетом аппаратных поправок и геологотехнических условий проведения ГИС, обычно характерной для скважин «старого фонда»).

6. СКО аппроксимирующего нормального распределения отклонений ΔS параметра связанности по ГИС $S_{\text{ГИС}}$ от среднего значения параметра связанности по керну $S_{\text{кern}}$ в интервале каждого прослоя (в случае если методика предусматривает прогноз S по данным ГИС).

7. СКО аппроксимирующего нормального распределения параметра связанности $S_{\text{кern}}$, рассчитанного по керну (если в методике параметр связанности задается в виде константы для всего разреза: $S = \text{const}$).

8. СКО аппроксимирующих нормальных распределений параметра связанности $S_{\text{кern}}$, рассчитанного по керну для каждого петрофациального типа (если в методике параметр связанности задается в виде константы для конкретного петрофациального типа $S_1 = \text{const}_1$, $S_2 = \text{const}_2$, $S_3 = \text{const}_3$, ...).

9. Вероятность встречи того или иного петрофациального типа в разрезе каждой скважины $P_{\text{пф}}$.

10. СКО аппроксимирующего нормального распределения отклонений $\Delta K_{\text{но}}$ коэффициента остаточной нефтенасыщенности по ГИС $K_{\text{ноГИС}}$ от среднего значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности по керну $K_{\text{но керн}}$ в интервале каждого прослоя (в случае если методика предусматривает прогноз $K_{\text{но}}$ по данным ГИС).

11. СКО аппроксимирующего нормального распределения коэффициента остаточной нефтенасыщенности по керну $K_{\text{но керн}}$ (если в методике коэффициент остаточной нефтенасыщенности задается в виде константы: $K_{\text{но}} = \text{const}$).

12. СКО аппроксимирующих нормальных распределений показателей цементации m и насыщенности n по керну.

13. Диапазоны возможных изменений положения уровня $H_{\text{зчв}}$ и пересчетного коэффициента K_s .

14. Распределение площади залежи F , а также распределения плотности нефти σ_n в наземных условиях и пересчетного коэффициента Θ .

Особенностью алгоритма является то, что в случае наличия/отсутствия прямых признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт по данным ГИС или испытаний прослоев с получением

притока нефти такие интервалы фиксируются как коллектор или неколлектор в базовом виде для всех реализаций. В остальных случаях выделение продуктивных коллекторов проводится для различных сценариев с учетом следующих критериев: $K_p > K_{п.гр}$ и $(1 - K_v) > K_{но}$, где $K_{п.гр}$ рассчитывается по формуле (6.8) с учетом параметра связанности порового пространства S , а величина K_v определяется с помощью общеизвестной модели Арчи–Дахнова или на основании модели переходной зоны.

Базовая величина параметра S может быть принята индивидуально для каждого прослоя скважины с учетом наличия информации о петротипах (петрофаций) или методов ГИС, позволяющих осуществить непосредственный прогноз параметра S , а также данных керна. В случае отсутствия такой информации базовый параметр связанности порового пространства S принимается постоянной величиной для всех прослоев. При наличии петротипизации параметр S принимается константой индивидуально для каждого петротипа.

В качестве примера многовариантной оценки с учетом алгоритмов КСПП рассмотрим пример оценки геологических запасов пласта БВ₈ одного из месторождений Западной Сибири. Для этого пласта характерно наличие двух петрофациальных типов. На основании анализа данных керна установлено, что для первого петротипа средний параметр связанности порового пространства составил $S = 1$, а для второго — $S = 4$ (рис. 8.10). Стандартное отклонение параметра S по данным керна для первого и второго петротипа принято 0,8.

В соответствии с величиной S изменяется граничное значение коэффициента пористости $K_{п.гр}$. Величина $K_{но}$ оценивалась как $K_{но} = 1 - K_v^{**}$, где $K_v^{**} = 46 \cdot K_{во}^{0,11}$. Коэффициенты пористости K_p рассчитывались с помощью типовых подходов, обычно используемых при интерпретации данных ГИС: по методу ГГК-п; по комплексу методов НКТ + ГК и по комплексу методов АК + ГК(ПС). Коэффициенты нефтенасыщенности определялись по методике Арчи–Дахнова. Для каждого входного параметра оценивались его базовое значение и диапазон возможных изменений. Для параметров, распределенных по нормальному закону, оценивались стандартные отклонения ранее описанными способами.

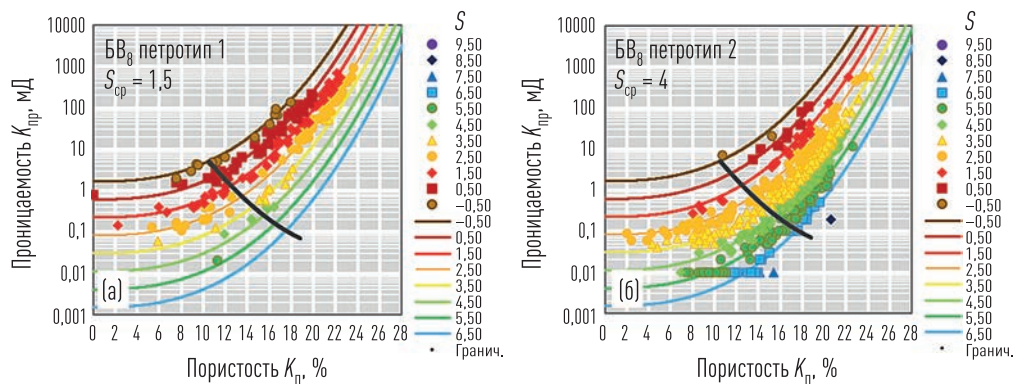


Рис. 8.10. Зависимость коэффициента проницаемости $K_{п}$ от коэффициента пористости $K_{п}$ при различных значениях параметра связности S (шифр точек и кривых теоретической модели) для пласта БВ₈ одного из месторождений Западной Сибири: а) точки из скважин, в которых пласт БВ₈ представлен преимущественно петротипом 1; б) точки из скважин, в которых пласт БВ₈ представлен преимущественно петротипом 2

Представление результатов многовариантной оценки запасов для рассматриваемого примера представлен на рисунке 8.11. Представление входных параметров и диапазонов неопределенности их распределений показано в таблице 8.1.

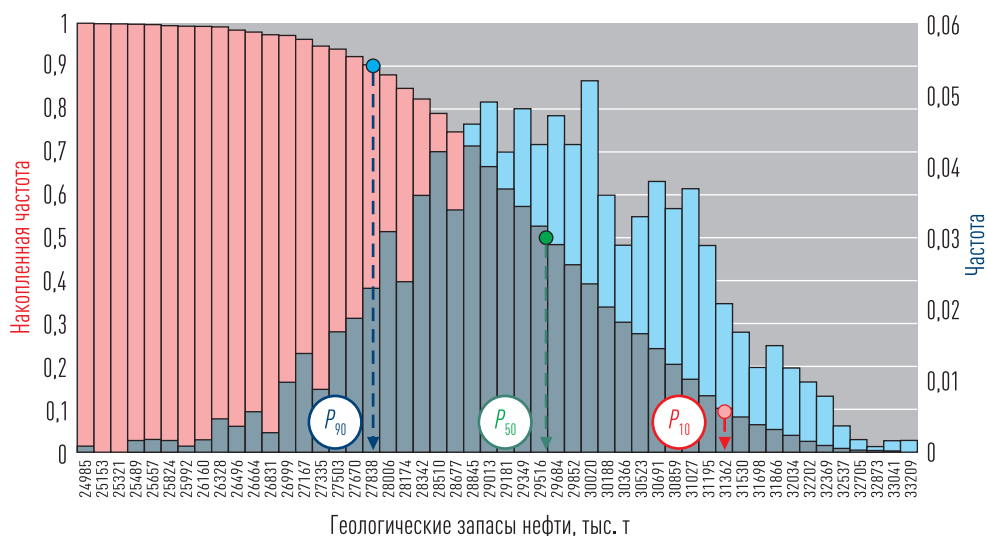


Рис. 8.11. Пример представления многовариантной оценки геологических запасов для пласта БВ₈ одного из месторождений Западной Сибири

Таблица 8.1. Пример представления входных параметров и диапазонов неопределенности их распределений для многовариантной оценки геологических запасов

Входные данные		Ед. изм.	Базовое значение	СКО	Диапазон		Процессинг	Тип распределения
Методы ГИС	ГГК-п	г/см ³	—	0,012	—	—	Верт.	Норм.
	W (ННК-Т/НГК)	д. ед.	—	0,01	—	—	Верт.	Норм.
	ГК	мкр/ч	—	0,5	—	—	Верт.	Норм.
	АК	мкс/м	—	2	—	—	Верт.	Норм.
	ИК	Ом·м	—	0,5	—	—	Верт.	Норм.
	БК	Ом·м	—	0,8	—	—	Верт.	Норм.
	БКЗ	Ом·м	—	0,4	—	—	Верт.	Норм.
	Икмз	Ом·м	—	0,1	—	—	Верт.	Норм.
	БКмз	Ом·м	—	0,1	—	—	Верт.	Норм.
	$K_{\text{иямр}}$	д. ед.	—	0,01	—	—	Верт.	Норм.
Параметры моделей	δ_v	г/см ³	2,67	0,02	—	—	Гориз.	Норм.
	$\Delta T_{\text{тв}}$	мкс/м	180,00	5,00	—	—	Гориз.	Норм.
	$W_{\text{гп}}$	д. ед.	0,30	0,03	—	—	Гориз.	Норм.
	$\Delta U_{\text{ЭС}}$	Ом·м	—	0,50	—	—	Верт.	Норм.
	$\Delta K_{\text{п}}$ кern-ГИС	д. ед.	—	0,013	—	—	Гориз.	Норм.
	ΔS	—	—	1,00	—	—	Гориз.	Норм.
	S	—	3,00	1,70	—	—	Гориз.	Норм.
	$\Delta S_{\text{петротип1}}$	—	1,50	0,50	—	—	Гориз.	Норм.
	$\Delta S_{\text{петротип2}}$	—	4,00	0,70	—	—	Гориз.	Норм.
	m	—	1,94	0,06	—	—	Гориз.	Норм.
	n	—	1,90	0,05	—	—	Гориз.	Норм.
	УЭСв	Ом·м	—	—	0,11	0,13	Верт.	Равном.
	$\Delta K_{\text{ю}}$	д. ед.	—	0,02	—	—	Гориз.	Норм.
	$K_{\text{ю}}$	д. ед.	0,30	0,05	—	—	Гориз.	Норм.
	$H_{\text{зчв}}$	м	—	—	2810,00	2830,00	Верт.	Равном.
	$K_{\text{с}}$	—	0,065	0,002	—	—	Верт.	Норм.
	$\sigma_{\text{ч}}$	т/м ³	0,831	0,001	—	—	Верт.	Норм.
	Θ	—	0,793	0,001	—	—	Верт.	Норм.
	F	тыс. кв. м	58855	1170	—	—	Верт.	Норм.

На рисунке 8.8,а показан «торнадо-плот» с изменением чувствительности входных параметров для вышеописанного примера. На рисунке 8.8,б приведен вариант для случая отсутствия предварительной петротипизации с использованием обобщенной величины параметра связанности $S = 3$ для всех прослоев рассматриваемых отложений. Как видно из этих сопоставлений, вклад параметра S в общий результат сопоставим с другими определяющими параметрами. В случае наличия петротипизации чувствительность результатов к варьированию параметра S закономерно снижается. Величина геологических запасов при этом существенно не изменяется.

Таким образом, несмотря на относительную устойчивость средней величины геологических запасов к наличию или отсутствию подходов, приводящих к уточнению параметра связанности S , для данного примера можно констатировать, что возможность более точного прогноза данной величины снижает неопределенность оценки геологических запасов, что, соответственно, выражается и в снижении риска относительно варианта, в котором параметр связанности принимается константой. Кроме того, очевидно, что снижение неопределенностей в оценках коллекторских свойств пластов по площади месторождения уменьшает риск принятия неэффективных решений при разработке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучение поведения геометрии «протекаемых» кластеров позволяет получить представление о влиянии различных параметров разномасштабной неоднородности горных пород на заданных соотношениях между размерами неоднородностей и размером самой системы. Такое понимание позволяет по-новому взглянуть на процессы образования продуктивных интервалов в объеме горных пород, более точно прогнозировать их локализацию и фильтрационно-емкостные параметры. Использование математического аппарата КСПП позволяет унифицировать подходы к проведению петрофизического моделирования. Для практического использования полученных выражений в качестве основных входных параметров привлекаются величины коэффициентов пористости K_n , определенные по данным ГИС, значения эквивалентного (приведенного к лабораторным условиям) капиллярного давления P_k для границы раздела «воздух-вода», а также параметр S , который характеризует связанность порового пространства. Оценка величины S может осуществляться непосредственно по данным ГИС с использованием эмпирических зависимостей, полученных на основании сопоставлений показаний методов ГИС с результатами, рассчитанными по формуле $S = A \cdot K_n^F - \ln(K_{np})$, где величины K_n и K_{np} определены по данным керна. Другим способом может являться петротипизация разреза по данным керна и ГИС с последующим привлечением для каждого петротипа фиксированного значения параметра S .

Взаимосогласованность алгоритмов КСПП позволяет достаточно просто организовать процедуру многовариантной петрофизической оценки линейных запасов подсчетных объектов.

Отдельный интерес представляет анализ причин различия констант в уравнениях КСПП, полученных для различных отложений. Понимание закономерностей изменения констант требует проведения специального анализа с привлечением результатов детальных седиментологических исследований керна. Данное направление достаточно перспективно, поскольку прогноз региональных закономерностей

изменения коэффициентов для конкретных стратиграфических объектов обуславливает развитие нового направления, название которого можно сформулировать как «Региональная петрофизика». Кроме того, наличие таких региональных закономерностей позволит подобрать петрофизические аналоги с целью оптимизации объемов петрофизических исследований керна. Дополнительное привлечение решений, реализованных к настоящему времени в рамках технологий «Цифровой керн», позволяет получить статистический набор различных вариантов прямых решений (библиотеку цифровых аналогов ФЕС, которая может использоваться в качестве оперативной реализации процедуры подбора цифровых аналогов реальных горных пород).

Таким образом, можно констатировать, что концепция связанности порового пространства может оказаться полезным инструментом для решения достаточно большого числа петрофизических задач. Автор надеется, что изложенная в данной работе информация может быть полезной как для начинающих петрофизиков, так и для опытных специалистов в области петрофизического моделирования и интерпретации данных геофизических исследований скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев В. П., Беляков Е. О., Хуснуллина Г. Р. Многоуровневость текстурного анализа при прогнозировании нефтегазоносности. Актуальные вопросы литологии: материалы 8-го Уральского литологического совещания. — Екатеринбург: УГГУ, 2010. — С. 13–14.
2. Алексеев В. П., Федоров Ю. Н., Беляков Е. О., Такканд Г. В. Фациальный контроль изменчивости фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов тюменской свиты Ловинского месторождения // Литология и геология горючих ископаемых. — Екатеринбург, 2010. — Вып. 4. С. 111–118.
3. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. — М.: Гостоптехиздат. 1962. — 572 с.
4. Анпенев В. И., Первухин А. Н. Совершенствование петрофизических моделей терригенных пород Западной Сибири для комплекса геофизических исследований скважин / Геология нефти и газа: сборник. 1989. Вып. 5. С. 40–43.
5. Аристов В. Н., Бежаев М. М., Романов Е. А. Влияние литологического состава на коллекторские свойства пород Самотлорского месторождения нефти // Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень, 1972. С. 16–28. (Труды государственного тюменского научно-исследовательского и проектного института. Вып. 31.)
6. Афанасьев В. С. Теоретическое и экспериментальное обоснование обобщенной петрофизической модели капиллярного давления при дренировании углеводородов в гранулярной пористой среде // Каротажник. 2016. №11. С. 50–93.
7. Афанасьев В. С., Афанасьев С. В., Афанасьев А. В. Способ определения геологических свойств терригенной породы в околоскважинном пространстве по данным геофизических исследований разрезов скважин. Патент РФ № 2219337. 2003.

8. Бакиров Э. А., Ермолкин В. И., Ларин В. И. и др. Геология нефти и газа: учебник для вузов / под ред. Э. А. Бакирова. — М.: Недра, 1990. — 240 с.
9. Бежаев М. М., Аристов В. Н. Гранулометрический состав песчано-алевритовых пород пластов АВ₄₋₅ и БВ₈ Самотлорского месторождения нефти // Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень, 1972. С. 3–15. (Труды государственного тюменского научно-исследовательского и проектного института. Вып. 31.)
10. Белозеров В. Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений // Известия Томского политехнического университета. 2011. № 1. С. 116–123.
11. Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. — М.: Госгеолтехиздат. 1962. — 608 с.
12. Беляков Е. О., Ефимов В. А., Мальшаков А. В. Анализ эффективности методик определения параметров пластов песчано-алевролитово-глинистых пород неоднородной текстуры по результатам интерпретации геофизических исследований скважин на примере пласта АВ₁ Нижневартовского свода // Научно-технические проблемы Западно-Сибирского нефтегазового комплекса: межвузовский сборник научных трудов. Т. 1. — Тюмень: ТюмГНГУ, 1995. — С. 92–96.
13. Беляков Е. О. Петрофизические модели фильтрационно-емкостных свойств горных пород-коллекторов неоднородной текстуры // Научно-технические проблемы Западно-Сибирского нефтегазового комплекса: межвузовский сборник научных трудов. Т. 1. — Тюмень: ТюмГНГУ, 1997. — С. 117–123.
14. Беляков Е. О. Построение петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов (на примере отложений АВ₁ Самотлорского и БТ Яро-Яхинского и Заполярного месторождений): автореферат диссер-

- тации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. — Тюмень, 1998. — 22 с.
15. Беляков Е. О. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов Кальчинского месторождения и использование его результатов для интерпретации данных геофизических исследований скважин: сборник материалов VI Научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Т. 2. — Ханты-Мансийск, 2003.
 16. Беляков Е. О., Пичугин Р. К. Особенности интерпретации данных ГИС в опесчаненной части баженовских отложений Кальчинского месторождения // Горные ведомости. 2004. №2.
 17. Беляков Е. О., Пичугин Р. К. Особенности интерпретации данных ГИС при сейсмогеологическом моделировании Северо-Сыморьяхской площади: сборник материалов X Научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». — Ханты-Мансийск, 2007.
 18. Беляков Е. О., Митченко А. А., Иванов Е. А. К вопросу о математическом моделировании нефтеводонасыщенных переходных зон по результатам капилляриметрии образцов керна для 3D геологического моделирования залежей: сборник материалов XIV Научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». — Ханты-Мансийск, 2010.
 19. Беляков Е. О., Теплоухов В. М. Использование стохастической модели связанности порового пространства для описания фильтрационно-емкостных свойств пластов АС9-12 Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2010. № 12.
 20. Беляков Е. О., Французов С. Е., Мухидинов Ш. В., Стремичев Е. В., Макухо Д. М. Вероятностная модель распределения флюидонасыщенности порового пространства пород как основа уточнения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств // Нефтяное хозяйство. 2013. № 12.

21. Беляков Е. О., Мухидинов Ш. В. Использование обобщенных зависимостей для построения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств с оценкой граничных параметров выделения коллекторов и определения их характера насыщенности // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы: сборник статей / сост. Б. Н. Еникеев. — М.: ООО «ЕАГО Геомодель», 2015. — 383 с.
22. Беляков Е. О. Практические аспекты моделирования переходных нефтеводонасыщенных зон в терригенных коллекторах Западной Сибири по данным анализа керна и геофизических исследований скважин // Pro Нефть: периодический научно-технический журнал «Газпром нефть». Март 2018. №1(7). С. 38–43.
23. Беляков Е. О. Алгоритм компьютерного моделирования геометрии протекаемого кластера при образовании залежей углеводородов в рамках концепции связанности порового пространства // Геофизика. 2018. № 4. С. 18–24.
24. Брылкин Ю. Л., Боркун Ф. Я., Леонтьев Е. И., Малыхин А. Я., Роменко В. И. Определение коэффициента нефтенасыщения глинистых песчаных коллекторов центральной части Западно-Сибирской низменности по данным метода потенциалов собственной поляризации // НТС «Нефть и газ Тюмени». Тюмень, 1970. № 5. С. 33–34.
25. Вендельштейн Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. — М.: Недра, 1966. — 206 с.
26. Вендельштейн Б. Ю., Пospelов В. В. Роль минерального состава и адсорбционной способности полимиктовых песчаников и алевролитов в формировании физических свойств // Петрофизика и промысловая геофизика. — М., Недра, 1969. — С. 24–32. (Труды Минх и ГП. Вып. 89.)

27. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). — М.: Недра, 1978. — 318 с.
28. Градзинский Р., Костецкая А., Радомский А., Унгур Р. Седиментология / пер. с польск. — М.: Недра, 1980. — 646 с.
29. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. — М.: Недра, 1975.
30. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика. — М.: Недра, 1991. — 368 с.
31. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород): учеб. для вузов. — М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ», 2004. — 368 с.
32. Дулкарнаев М. Р., Скачек К. Г., Беляков Е. О., Такканд Г. В. Новый метод моделирования фильтрационно-емкостных свойств гранулярных коллекторов (на примере Повховского месторождения) // Геоинформатика, 2011. № 3. С. 47–50.
33. Дульнев Г. Н., Маларев В. И. Теория протекания в проблеме проводимости неоднородных сред // ИФЖ, 1990. Т. 59, №3. С. 522–539.
34. Дульнев Г. Н., Новиков В. В. // ЖТФ, 1979. Т. 36, № 5. С. 801–910.
35. Дьяконова Т. Ф., Билибин С. И., Закревский К. Е. Построение цифровых моделей нефтенасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2000. №4.
36. 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.

37. Ежова А. В. Литология: учебник. Томский политехнический университет. 2-е изд. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. — 336 с.
38. Еникеев Б. Н. Построение нелинейных петрофизических уравнений и их использование при количественной интерпретации данных промысловой геофизики: автореферат дисс. ... к.г.м.-н. — М., 1978. — 25 с.
39. Ефимов В. А., Кузнецов Г. С., Леонтьев Е. И. Методические особенности определения емкостных характеристик коллекторов с учетом набухания глинистого цемента и плотности связанной воды // Проблемы нефти и газа Тюмени. — Тюмень, 1981. Вып. 49. С. 5–9.
40. Ефимов В. А., Мальшаков А. В. Уравнения ренормгруппы для задачи о перколяции бидисперсной системы // Проблемы освоения нефтегазовых ресурсов Западной Сибири: сб. межвуз. тр. — Тюмень, 1991. — С. 29–35.
41. Ефимов В. А., Мальшаков А. В. Разработка технологии петрофизического обеспечения интерпретации результатов геофизических исследований скважин месторождений Уватского района и прилегающих к нему территорий на базе бидисперсной перколяционной системы // Материалы первой научно-практической конференции «Природные, промышленные и интеллектуальные ресурсы Тюменской области». 12–13 ноября 1997 г. — Тюмень. С. 188–189.
42. Заляев Н. З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. — Мн.: Университетское, 1990. — 144 с.
43. Злобин А. А. Изучение граничных слоев нефти и воды при заводнении пластов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 20–24.

44. Злобин А. А., Эбзеева О. Р. Закономерности изменения смачиваемости пород-коллекторов по лабораторным данным // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 8.
45. Злобин А. А., Юшков И. Р. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа // Вестник Пермского университета, 2014. Вып. 3 [24].
46. Злочевская Р. И., Королев В. А. Электроповерхностные явления в глинистых породах. — М.: Изд-во МГУ, 1988. — 177 с.
47. Иванов М. К., Бурлин Ю. К., Калмыков Г. А., Карнюшина Е. Е., Коробова Н. И. Петрофизические методы исследования кернового материала (терригенные отложения): учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 1. — М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. — 112 с., илл., рис. и табл.
48. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник / под ред. В. М. Добрынина. — М., Недра. 1974. — 279 с.
49. Кестен Х. Теория просачивания для математиков. — М.: Мир, 1986. — 392 с.
50. Кнеллер Л. Е., Рындин В. Н., Плохотников А. Н. Оценка проницаемости пород и дебитов нефтегазовых скважин в условиях сложных коллекторов по данным ГИС. — М.: Разведочная геофизика: Обзор/ВИЭМС. МГП «Геоинформмарк», 1991. — 65 с.
51. Кобранова В. Н. Петрофизика. — М.: Недра, 1986. — 392 с.
52. Коваленко К. В. Система петрофизического обеспечения моделирования залежей нефти и газа на основе эффективной пористости гранулярных коллекторов: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. — М., 2015. — 50 с.

53. Кожевников Д. А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин: методическое пособие. — М.: ГАНГ, 1996. — 42 с.
54. Кожевников Д. А., Коваленко К. В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. — М.: Изд. центр РГУ нефти и газа, 2011. — 218 с.
55. Кондратьев В. Н. Фильтрация и механическая суффозия в несвязных грунтах. — Симферополь: Крымиздат, 1958. — 76 с.
56. Королев В. А. Связанная вода в горных породах. Новые факты и проблемы // Соросовский образовательный журнал, 1996. № 9. С. 79–85.
57. Леонтьев Е. И., Малыхин А. Я., Нефедова Н. И., Кузнецов Г. С. Использование относительного сопротивления для определения пористости и нефтегазонасыщенности терригенных коллекторов // Геология нефти и газа, №2. — М.: Недра, 1972. — С. 68–72.
58. Леонтьев Е. И., Дорогиницкая Л. М., Кузнецов Г. С. Малыхин А. Я. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. — М.: Недра, 1974. — 279 с.
59. Леонтьев Е. И. Моделирование в петрофизике. — М.: Недра, 1978. — 125 с.
60. Ловецкий Е. Е., Селяков В. И. Перколяционные модели фильтрационных свойств среды // Изв. АН СССР. МЖГ, 1984. № 3. С. 81–86.
61. Логвиненко Н. В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования). — М.: Высшая школа. 1967. — 416 с.
62. Мальшаков А. В. Проницаемость и перколяционные свойства порового пространства осадочных горных пород // ИФЖ. 1991. Т. 61, № 4. С. 635–640.

63. Мальшаков А. В. Уравнения гидродинамики для пористых сред со структурой порового пространства, обладающей фрактальной геометрией // ИФЖ. 1992. Т. 62, № 3. С. 405–410.
64. Мальшаков А. В. Разработка петрофизических моделей терригенных пород-коллекторов для оценки их фильтрационно-емкостных свойств по данным геофизических исследований скважин: автореферат дисс. к. г.-м. н. — Тюмень, 1994. — 24 с.
65. Малютин В. М., Склярова Е. А. Компьютерное моделирование физических явлений: учебное пособие. — Томск: Изд-во ТПУ, 2004. — 156 с.
66. Мамяшев В. Г. Особенности петрофизической характеристики пород-коллекторов Западной Сибири // НТВ АИС «Каротажник», 1998. № 49. С. 18–34.
67. Маскет М. Физические основы добычи нефти. — М.: Гостоптехиздат, 1953. — 607 с.
68. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / под редакцией Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козяра, Г. Г. Яценко. — Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. — 261 с.
69. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под редакцией В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. — М.-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
70. Митасов В. И. Выделение в глинистом разрезе тонкослоистого глинисто-алевритового коллектора и оценка его емкостных свойств по данным геофизических исследований скважин: автореферат дисс. к. г.-м. н. — Тверь, 1995. — 21 с.
71. Михайлов А. Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // электронный на-

- учный журнал «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». 2012. Вып. 1(5).
72. Михайлов Л. Е. Гидрогеология: учебник для вузов. — Ленинград.: Гидрометеиздат, 1985. — 264 с.
73. Морозов В. В., Беляков Е. О., Мухидинов Ш. В. Повышение достоверности оценки свойств коллекторов на основе петрофациального моделирования // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 99–101.
74. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — Л.: Недра, 1984. — 260 с.
75. Мухидинов Ш. В., Беляков Е. О., Мухидинова З. Ш. Комплексная оценка ФЕС горных пород на основе концепции связанности порового пространства с привлечением данных ЯМР-исследований // Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях: Труды Всероссийской научно-практической конференции. 30 сентября–2 октября 2014. — Тверь. С. 222–232.
76. Мухидинов Ш. В., Беляков Е. О. Привлечение результатов петрографического анализа шлифов при обосновании методики выделения коллекторов в условиях терригенных пород с вторичными процессами минералообразования (на примере одного из месторождений Восточной Сибири) // Известия высших учебных заведений. Изд-во «Тюменский индустриальный университет», 2018. №1. С. 28–35.
77. Мухидинов Ш. В., Беляков Е. О., Жуковская Е. А., Ибрагимова С. В. Особенности петрофизического обеспечения интерпретации ГИС в разрезе терригенных пород с цеолитосодержащими песчаниками Тазовского района Западной Сибири // Геофизика, 2018. №4. С. 52–56.
78. Неймарк А. В. Бидисперсная перколяционная система // ЖТФ. 1989. Т. 59. Вып. 6. С. 22–26.

79. Нигматулин Р. Р., Сутугин Н. Н. Структура неоднородных сред в модели случайных фракталов // ИФЖ. 1989. Т. 57. № 2. С. 291–298.
80. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. — М., 1985. — 18 с.
81. Петерсилье В. И., Белов Ю. Я. и др. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления. — М.: ВНИГНИ, 1976. Вып. 242. С. 63–71.
82. Петерсилье В. И., Белов Ю. Я., Веселов М. Ф., Горбунова С. П. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления. Совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений. — М.: ВНИГНИ, 1982. Вып. 242. С. 63–70.
83. Петкевич Г. И. Информативность акустических характеристик неоднородных геологических сред. — Киев: Наукова думка, 1976. — 214 с.
84. Петтиджон Ф. Дж. Осадочные породы. — М.: Недра, 1981. — 751 с.
85. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте / пер. с англ. — М.: Гос. науч.-тех. изд. нефтяной и горно-топливной лит., 1961. — 400 с.
86. Рейнек Г. Э., Синх И. Б. Обстановки терригенного осадконакопления / пер. с англ. под ред. А. В. Коченова. — М.: Недра, 1981. — 439 с.
87. Русский В. И., Кривихин С. В., Алексеев В. П., Зеленская А. Ш. Геология нефти и газа: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе. — Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. — 138 с.
88. Сапожников В. М. Упрощенная модель электропроводности терригенных коллекторов, насыщенных свободной и связанной водой // Каротажник. 2008. № 10. С. 48–57.
89. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2019660191 от 02.06.2019. Авторы: Е. О. Беяков, Ш. В. Му-

- хидинов, Э. Э. Фаттахов, П. Я. Заранкин, Д. А. Коротеев, Л. С. Исмаилова, Д. М. Орлов, Ю. Е. Мешалкин, И. В. Махотин. Правообладатель ООО «Газпромнефть НТЦ».
90. Селли Р. К. Введение в седиментологию. — М.: Недра, 1981. — 370 с.
91. Сонич В. П., Барков С. Л., Печеркин М. Ф., Малышев Г. А. Новые данные изучения полноты вытеснения нефти водой. — М.: ВНИИЩЭНГ, 1997. — 32 С.
92. Страхов Н. М. Основы теории литогенеза. Т. 1, 2. — М.: Изд-во АН СССР, 1962. — 212 + 576 с.
93. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / пер. с англ. — М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2009. — 868 с.
94. Тульбович Б. И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. — Пермь: Перм. кн. изд-во. 1975. — 194 с.
95. Ханин А. А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. — М.: Гостоптехиздат, 1963.
96. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. — М.: Недра, 1973. — 304 с.
97. Ханин А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. — М.: Недра, 1976.
98. Хаппель Дж., Бренер Г. Гидродинамика при малых числах Рейнольдса. — М.: Мир, 1976. — 630 с.
99. Черевко М. А., Каранов В. В., Беляков Е. О., Бочков А. С., Ситников А. Н. Петрофациальное моделирование Приобского месторождения как основа детализации геологической модели и оптимизации мониторинга разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С.18–22.

100. Шепард Ф. П. Морская геология. Изд. 3-е / пер. с англ. — Л.: Недра, 1976. — 488 с.
101. Шкловский Б. И., Эфрос А. Л. Теория протекания и проводимость сильно неоднородных сред // УФН. 1975. Т. 117. Вып. 3. С. 401–434.
102. Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. — М.: Недра, 1978. — 215 с.
103. Элланский М. М. Оценка подсчетных параметров залежей нефти и газа с помощью ЭВМ // Нефтегазовая геология и геофизика: обзор. — М.: ВНИИОЭНГ, 1985. — 60 с.
104. Элланский М. М. Извлечение из скважинных данных информации для решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии: учебное пособие для вузов. — М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000. — 80 с.
105. Элланский М. М., Еникеев Б. Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. — М.: Недра, 1991. — 205 с.
106. Элланский М. М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: методическое пособие. — М.: Герс, 2001. — 229 с.
107. Элланский М.М. Инженерия нефтегазовой залежи. Т. 1. — М.: Техника ООО«Тумагрупп», 2001а. — 288 с.
108. Элланский М. М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: методическое пособие. — ГЕРС, 2001b. — 229 с.
109. Эфрос А. Л. Физика и геометрия беспорядка. — М.: Наука, 1982. — 176 с.
110. Amaefule J. O., Altunbay D., Tiab D., Kersey D. G., Keelan D. K., Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells // SPE 26436, 1993.

111. Alger R. P., Luffel D. L., Truman R. B. New Unified Method of Integrating Core Capillary Pressure Data With Well Logs // SPE Form. Eval. 1989. T. 4. № 2. C. 145–152.
112. Ammot E. Observation Relating to the Wettability of Porous Rock Trans // AIME. 1959. Vol. 216. P. 156–162.
113. Baaren J. P. Van. Quick-look permeability estimates using sidewall samples and porosity logs // Transactions of the 6th Annual European Logging Symposium., 1979. P. 19–25.
114. Bailey E. B. Sedimentation in relation to tectonics // Bull. Geol. Soc. Amer. V. 47, 1936. P. 1713–1726.
115. Baraboshkin E. J. Sedimentological study of Cherkashin formation in wells 22bis, 37R, 44, 45, 101, 302, 390 Upper Salym Oilfield. — M., 2011. — 52 p.
116. Berg R. R. Method for Determining Permeability from Reservoir Rock Properties // Gulf Coast Assoc. Geol. Soc. Trans. 1970. Vol. 20. P. 303–317.
117. Berg R. R. Capillary pressures in stratigraphic traps // AAPG Bull. 1975. Vol. 59. P. 939–956.
118. Braun E. M., Holland R. F. Relative permeability hysteresis: laboratory measurements and a conceptual model // SPE Reservoir Engng. 1995. Vol. 10. № 3. P. 222–228.
119. Brooks R. H., Corey A. T. Hydraulic properties of Porous Media. Colorado State University Hydrology. 1964. № 3. 24 p.
120. Brooks R. H., Corey A. T. Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow // J. Irrig. Drain. Div. 1966. T. 92. № 2. C. 61–90.
121. Berkowitz B., Balberg I. Percolation theory and its application to ground water hydrology // Water Resources Research. 1993. Vol. 29(4). P. 775–794.
122. Calculation permeability, productivity, reservoir volume and cash flow [Grain E. R.] // The Log Analysis Handbook. 1986. Vol. 1, № 3. P. 294–322.

123. Carlson F. M. Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX. (SPE 10157). 1981.
124. Childs E. C., Collis-George N. The Permeability of Porous Materials // Proc. R. Soc. A Math. Phys. Eng. Sci. 1950. Vol. 201. № 1066. P. 392–405.
125. Coates G. R., Dumanoir J. L. A New Approach To Improved Log-Derived Permeability // SPWLA 14th Annual Logging Symposium, 6–9 May, Lafayette, Louisiana: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1973.
126. Cuddy S., Allinson G., Steele R. A simple, convincing model for calculating water saturations in Southern North Sea gas fields // SPWLA 34th Annual Logging Symposium, 1993.
127. Dan J., Hartmann E. B. C. Evaluation of the Morrow Sandstone in Sorrento Field, Cheyenne County, Colorado, 1990.
128. Donaldson E. C., Thomas R. D., and Lorenz P. B. Wettability determination and its effect on recovery efficiency // SPE Journal 9 (March 1969). P. 13–20.
129. Frisch H. L., Hammerley J. M., Welsh P. J. A. // Phys. Rev. 1962. №126. P. 949.
130. Guthrie R. K., Greenberger M. H. The Use of Multiple-correlation Analyses for Interpreting Petroleum-engineering Data. 1955.
131. Hawkins J. T., Bouchard A. J. Reservoir-engineering implications of capillary pressure and relative permeability hysteresis // SPWLA. Log Analyst. 1992. Vol. 33, № 4. P. 415–420.
132. Heseldin G. M. A Method Of Averaging Capillary Pressure Curves // Society of Professional Well Log Analysts, 1974.
133. Johnson A. Permeability averaged capillary data: a supplement to log analysis in field studies. Paper EE, SPWLA 28th Annual Logging Symposium. June 29th – July 2nd (1987).

134. Killough J. E. Reservoir simulation with history-dependent saturation functions // Soc. Pet. Eng. J. 1976. Vol. 16(1). P. 37–48. Petrol. Trans. AIME, 261.
135. Kirkpatrick S. Percolation and conduction // Rev. Mod. Phys. 1973. Vol. 45, № 4. P. 574–582.
136. Klinkenberg L. J. The permeability of porous media to liquids and gases / L. J. Klinkenberg // Am. Petroleum Inst. Drilling and Production Practice, 1941. P. 200–211.
137. Kolodzie S. Analysis Of Pore Throat Size And Use Of The Waxman-Smits Equation To Determine Oil In Spindle Field, Colorado // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1980.
138. Kozeny J. Über Kapillare Leitung der Wasser in Boden // R. Acad. Sci. Vienna, Proc. Cl. I. 1927. Vol. 136. P. 271–306.
139. Krumbein W. C., Monk G. D. Permeability as a function of the size parameters of unconsolidated sand // AIME Techn. 1942. Vol. 151.
140. Kwon B. S., Pickett G. R. A New Pore Structure Model And Pore Structure Interrelationships // SPWLA 16th Annual Logging Symposium, 4–7 June, New Orleans, Louisiana, 1975.
141. Land C. S. Calculation of imbibition relative permeability for two-and three-phase flow from rock properties // Soc. Pet. Eng. J. 1968. Vol. 8(2). P. 149–156. Petrol. Trans. AIME, 243.
142. Leverett M. C. Capillary Behavior in Porous Solids // Trans. AIME. 1941. Vol. 142. № 1. P. 152–169.
143. Mandelbrot B. The fractal geometry of nature. — San Francisco: Freeman, 1982. — 468 p.
144. Morrow N. R. The retention of connate water in hydrocarbon reservoirs // J. Canad. Petrol. Technol. 1971. January–March.
145. Pettijohn F. J. Sedimentary rocks, 1957.

146. Desbrandes R., Bassiouni Z., Gualdron J. In Situ Formation Wettability Determination in Depleted Zones. Paper SPE 21182. SPE Latin American Petroleum Engineering Conference held In Rio de Janeiro. October 14–19. 1990.
147. Skelt C., Harrison R. An integrated approach to saturation height analysis // SPWLA 36th Annual Logging Symposium, 1995.
148. Skelt C. A relationship between height, saturation, permeability and porosity. Paper E018, 17th European Formation evaluation Symposium (SPWLA), Amsterdam, 3–7 June 1996.
149. Slichter C. S. Theoretical investigation of the motion of ground waters // The 19th Ann. Rep. U.S. Geophys Survey, 1899. P. 304–319.
150. Stauffer D., Aharony A. Introduction to Percolation Theory. 2nd edn. Taylor and Francis, London, UK, 1992.
151. Shante V. K. S. and Kirkpatrick S. An introduction to percolation theory // Adv. Phys., 1971. Vol. 20. P. 325–357.
152. Shawket Ghedan, C.Hakan Canbaz, Douglas Boyd, George Mani, Marwan Haggag. Wettability profile of a thick carbonate reservoir by the new rise in core wettability characterization method // Paper SPE 138697. Abu Dhabi International Exhibition & Conference held in UAE. Abu Dhabi. 1–4 November 2010.
153. Stauffer D. Introduction to percolation theory. — London. Taylor Francis, 1985. — 124 p.
154. Stremichev E. V., Belyakov E. O., Makuho D. M. Generalized petrophysical models of reservoir properties based on the concept of connectedness of the pore space // New Geotechnology for the Old Oil Provinces 25–29 March 2013, Tyumen, Russia.
155. Timur A. An Investigation Of Permeability, Porosity, And Residual Water Saturation Relationships // SPWLA 9th Annual Logging Symposium, 23–26 June, New Orleans, Louisiana, 1968.

156. Tixier M. P. Evaluation of permeability from electric-log resistivity gradients // Oil Gas J. 1949. Vol. 48. № 6. P. 113–123.
157. Shante V. K. S., Kirkpatrick S. // Adv. Phys. 1971, Vol. 20, 325 p.
158. Thomeer J. H. M. Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure curve // J. Pet. Technol. 1960. P. 73–77.
159. Wei J. Z., Lile O. B. Influence of wettability and saturation sequence on relative permeability hysteresis in unconsolidated porous media. URL: <http://www.operetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00025282&societyCode=SPE>.
160. Wu T., Berg R. R. Relationship of Reservoir Properties for Shaly Sandstones Based on Effective Porosity // Soc. Petrophysicists Well-Log Anal. 2003. September.
161. Wyllie M. R. J., Rose W. D. Some Theoretical Considerations Related To The Quantitative Evaluation Of The Physical Characteristics Of Reservoir Rock From Electrical Log Data // J. Pet. Technol. 1950. Vol. 2. № 4. P. 105–118.

Научное издание

Беляков Е. О.

**ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-
ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕНОСНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
В КОНЦЕПЦИИ СВЯЗАННОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА
(НА ПРИМЕРЕ ТРАДИЦИОННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)**

Технический редактор А. В. Бакиев

Корректор Е. В. Огородникова

Подписано в печать 10.06.2021. Формат 70×100 1/16.

Печать офсетная. Усл. печ. л. 23,22. Уч. изд. л. 24,12.

Гарнитура «Таймс». Бумага офсетная № 1. Заказ №

АНО «Ижевский институт компьютерных исследований»,

426034, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1.

<http://shop.rcd.ru> E-mail: mail@rcd.ru Тел./факс: +7 (3412) 50-02-95

Отпечатано в цифровой типографии

АНО «Ижевский институт компьютерных исследований»

ISBN 978-5-4344-0929-2



9 785434 409292