Л. Косентино

СИСТЕМНЫЕ ПОДХОДЫ К ИЗУЧЕНИЮ ПЛАСТОВ



БИБЛИОТЕКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА

ОАО «НК «Роснефть»
СЕРИЯ «БИБЛИОТЕКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА»

Редакционный совет

Главный редактор С. М. Богданчиков

Ответственный редактор М. М. Хасанов

К. С. Басниев
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, РАЕН

А. И. Владимиров
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, РАЕН

А. Н. Дмитриевский
Институт проблем нефти и газа РАН

С. И. Кудряшов
ОАО «НК «Роснефть»

А. М. Кузнецов
ОАО «НК «Роснефть»

Н. Н. Лисовский
ЦКР Роснедра

Э. М. Халимов
ВНИГРИ, РАЕН

ОАО «НК «Роснефть»
СЕРИЯ «БИБЛИОТЕКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА»

Вышли в свет:

Р. Эрлагер мл.
Гидродинамические методы исследования скважин

Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи
Многофазный поток в скважинах

М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько
Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта:
от теории к практике

Готовятся к публикации:

Л. П. Дейк
Практика инжиниринга нефтяных пластов

М. Уолш, Л. Лейк
Первичные методы разработки
месторождений углеводородов

Т. Эртекин, Дж. Абу-Кассем, Г. Кинг
Основы прикладного моделирования пластов

INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE PUBLICATIONS

Luca COSENTINO

Senior Reservoir Engineer
Project Manager
Beicip-Franlab

Integrated Reservoir Studies

Foreword by
Jean-Claude Sabathier

2001

Editions TECHNIP 27 rue Ginoux, 75737 PARIS Cedex 15, FRANCE

Л. Косентино

СИСТЕМНЫЕ ПОДХОДЫ К ИЗУЧЕНИЮ ПЛАСТОВ

Перевод с английского
И. Ю. Облачко

Научная редакция
Д. А. Антоненко, В. М. Яценко



БИБЛИОТЕКА
НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА

УДК 622+551
ББК 33

Интернет-магазин
MATHESIS
http://shop.rcd.ru

- физика
- математика
- биология
- нефтегазовые технологии

Косентино Л.

Системные подходы к изучению пластов. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. — 400 с.

За последнее десятилетие специалисты в области различных пластовых дисциплин (геологии, геофизики, исследования и разработки пластов-коллекторов) научились работать вместе, объединяя свои усилия. Они организуют междисциплинарные группы и единую рабочую среду, где создают интегрированные базы данных, разрабатывают совместимые приложения и совместно работают с комплексными геологическими моделями. Такой процесс интеграции даёт преимущества. Применительно к пластовым исследованиям процесс интеграции способствует увеличению эффективности и уменьшению стоимости проектов. Но каким образом интеграция влияет на обычный режим работы? Какие новые технические и специальные проблемы возникают при этом? Какие изменения происходят в привычной организации работы? Какова роль руководителя проекта в процессе интеграции?

Эта книга призвана ответить на эти вопросы и выявить наиболее важные различия между комплексным и традиционным подходами к изучению коллекторских свойств пласта.

Книга предназначена для специалистов нефтегазовой отрасли и научно-исследовательских институтов, студентов высших учебных заведений соответствующего профиля.

ISBN 978-5-93972-636-8

© Editions Technip, Paris, 2001
© Перевод на русский язык:
Институт компьютерных исследований, Ижевск, 2007

Перевод оригинального англоязычного издания на русский язык выполнен Институтом компьютерных исследований с разрешения издательства Editions Technip, Paris.

This work was translated by the Izhevsk Institute of Computer Science (ICS) from the original English version with the permission of Editions Technip, Paris.



http://shop.rcd.ru
http://ics.org.ru

Оглавление

От Редакционного совета xiii

Предисловие Ж.-К. Сабатье xv

Предисловие автора к русскому изданию xxi

Введение xxii

Благодарности xxiii

ГЛАВА 1. **Проблемы интеграции** 1
1.1. Что такое интеграция? 1
1.2. Концепция системного мышления 2
1.3. Изменение ориентиров 4
1.4. Объединение информации 5
1.5. Верность и точность 9
1.6. Сложность и точность 10
1.7. Другие проблемы интеграции 14
1.8. Роль руководителя проекта 15
Литература 17

ГЛАВА 2. **Интегрированная база данных** 18
2.1. Определения 18
2.2. Проблема интегрированной базы данных 18
2.3. Три уровня баз данных 20
2.4. Проектная база данных 22
2.5. Управление проектной базой данных 25
2.6. Интеграция программного обеспечения 26
Литература 29

ГЛАВА 3. **Комплексная геологическая модель** 30
3.1. Структурная модель 31
3.1.1. Определение строения пласта 32
3.1.2. Моделирование тектонических нарушений 33
3.1.2.1. Точность модели тектонических нарушений 35
3.1.3. Неопределенность структурной модели 39
3.1.4. Построение трехмерной структурной модели 40
3.2. Стратиграфическая модель 42
3.2.1. Сиквенс-стратиграфия 43

3.2.2. Другие методы 45
3.2.3. Построение стратиграфической сетки 49
3.3. Литологическая модель 50
3.3.1. Концептуальная седиментологическая модель 51
3.3.2. Классификация фаций 53
3.3.2.1. Определение и классификация фаций 53
3.3.2.2. Выделение фаций 56
3.3.2.3. Понятие фации 58
3.3.3. Распределение фаций 60
3.3.3.1. Стохастический подход 60
3.3.3.2. Моделирование, основанное на пиксельном и объектном подходе 63
3.3.3.3. Оценка геологической неопределенности 65
3.4. Неоднородность пласта 67
3.4.1. Классификация неоднородностей коллектора 68
3.4.1.1. Мелкомасштабные неоднородности 68
3.4.1.2. Крупномасштабные неоднородности 71
3.4.1.3. Влияние неоднородностей на нефтеотдачу 74
3.4.2. Определение неоднородности пласта 75
3.4.2.1. Сейсмические методы 76
3.4.2.2. Данные флюидов 82
3.4.2.3. Гидродинамические испытания скважин (ГДИС) . 89
3.4.2.4. Данные добычи 98
Литература 102

ГЛАВА 4. **Свойства горных пород** 106
4.1. Петрофизическая оценка 107
4.1.1. Микроскопические свойства горной породы 107
4.1.1.1. Характеристики системы пор 108
4.1.1.2. Минералогия 109
4.1.1.3. Методы исследования 110
4.1.2. Размер зерен и отсортированность 111
4.1.3. Пористость 115
4.1.3.1. Определение пористости по керну 117
4.1.3.2. Пористость по данным ГИС 120
4.1.4. Водонасыщенность 126
4.1.4.1. Насыщенность по данным керна 127
4.1.4.2. Насыщенность по данным ГИС 134
4.1.4.3. Комплексирование данных каротажа и керна . . . 141
4.1.5. Проницаемость 142
4.1.5.1. Общие положения 144
4.1.5.2. Лабораторные измерения на образцах керна 146
4.1.5.3. Измерения с применением скважинных приборов . 150
4.1.5.4. Гидродинамические испытания 153

4.1.5.5. Расходометрия . . . 157
4.1.5.6. Эмпирические зависимости . . . 159
4.1.5.7. Нейронные сети . . . 165
4.1.5.8. Объединение информации . . . 167
4.1.6. Коэффициент песчанистости . . . 170
4.1.6.1. Граничное значение: динамический параметр . . . 170
4.1.6.2. Определение критериев выбора граничных значений 173
4.1.6.3. Замечания по применению граничных значений . . 174
4.2. Распределение свойств горных пород . . . 176
4.2.1. Пористость . . . 177
4.2.1.1. Двухмерная интерполяция . . . 178
4.2.1.2. Интеграция сейсмических данных . . . 179
4.2.1.3. Трехмерное моделирование . . . 184
4.2.2. Распределение водонасыщенности . . . 185
4.2.2.1. Прямое картирование водонасыщенности . . . 186
4.2.2.2. Соотношение водонасыщенности и пористости . . 187
4.2.2.3. Функции капиллярного давления . . . 188
4.2.2.4. Трехмерные модели распределения водонасыщенности . . . 191
4.2.3. Эффективная мощность залежи . . . 192
4.2.3.1. Двухмерная интерполяция . . . 192
4.2.3.2. Интеграция сейсмических данных . . . 193
4.2.3.3. Трехмерное моделирование . . . 194
4.2.4. Распределение проницаемости . . . 195
4.2.4.1. Двухмерная интерполяция . . . 196
4.2.4.2. Трехмерные модели распределения проницаемости 199
Литература . . . 204

Глава 5. **Подсчет геологических запасов, ОНР** . . . 207
5.1. Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов углеводородов . . . 208
5.1.1. Детерминированная оценка . . . 210
5.1.2. Вероятностная оценка . . . 211
5.2. Оценка методами материального баланса . . . 212
5.2.1. Газовые пласты . . . 213
5.2.2. Нефтяные пласты . . . 214
Литература . . . 216

Глава 6. **Основы разработки** . . . 217
6.1. Естественные режимы разработки пласта . . . 218
6.1.1. Расширение флюида . . . 219
6.1.2. Режим растворенного газа . . . 219
6.1.3. Водонапорный режим . . . 222
6.1.4. Режим расширения газовой шапки . . . 228

6.1.5. Режим уплотнения пласта 230
6.2. Свойства флюида 233
6.2.1. Углеводородные пластовые флюиды 234
6.2.2. Основные PVT-свойства нефти и газа 237
6.2.3. Процедуры отбора проб пластового флюида 240
6.2.3.1. Образцы с забоя скважины 241
6.2.3.2. Рекомбинированные образцы скважинного флюида 241
6.2.3.3. Репрезентативность образцов скважинного флюида 242
6.2.3.4. Вертикальные и латеральные изменения свойств флюида 242
6.2.4. Лабораторный анализ PVT-свойств 243
6.2.4.1. Физическое значение лабораторных испытаний . . 245
6.2.4.2. Преобразование лабораторных данных для проектирования разработки коллекторов газа и нефти . 246
6.2.5. Данные добычи 248
6.2.6. Обобщенные корреляции PVT 250
6.2.7. Объединение информации PVT 252
6.2.8. Свойства пластовой воды 253
6.2.8.1. Химический состав 253
6.2.8.2. PVT- и другие свойства 254
6.3. Взаимодействие породы и флюидов 254
6.3.1. Смачиваемость 255
6.3.2. Капиллярное давление 257
6.3.3. Относительная проницаемость 257
6.3.3.1. Лабораторные измерения 259
6.3.3.2. Эмпирические корреляции 264
6.3.3.3. Промысловые данные 265
6.3.3.4. Относительная проницаемость посредством численного моделирования (псевдофункций) 266
6.3.3.5. Относительная проницаемость при трехфазной фильтрации 266
6.3.4. Остаточная нефтенасыщенность 267
6.4. Замеры пластового давления 269
6.4.1. Пластовое давление 270
6.4.2. Источники данных о пластовом давлении 271
6.4.2.1. Прямые измерения статического давления 271
6.4.2.2. Пластовое давление по данным гидродинамических исследований скважин 272
6.4.2.3. Данные давления по результатам замеров пластоиспытателем на кабеле 273
6.4.3. Моделирование давления 275
6.5. Распределение и мониторинг пластовых флюидов 278
6.5.1. Распределение флюидов при добыче и закачке 279
6.5.2. Продвижение воды с течением времени 280

6.5.3. Продвижение газа во времени 284
6.5.4. Четырехмерный сейсмический мониторинг 286
6.6. Материальный баланс 287
6.6.1. Зачем применять материальный баланс? 288
6.6.2. Применение материального баланса в пластовых исследованиях 288
6.6.3. Материальный баланс или численное моделирование? . . . 290
6.7. Моделирование линий тока 292
Литература 295

Глава 7. **Численное моделирование продуктивного пласта** 298
7.1. Когда следует создавать гидродинамическую модель? 299
7.2. Зачем создавать имитационную модель? 301
7.3. Проектирование имитационной модели 302
7.3.1. Выбор геометрической структуры модели 303
7.3.2. Выбор типа моделирования 306
7.4. Построение сетки гидродинамической модели 307
7.4.1. Геологические проблемы 307
7.4.2. Динамические проблемы 308
7.4.3. Проблемы, связанные с вычислениями 310
7.4.4. Выбор типа сетки гидродинамической модели 311
7.4.5. Построение гидродинамической сетки: выводы 314
7.5. Определение входных параметров 316
7.5.1. Геометрия пласта 316
7.5.2. Свойства породы-коллектора 317
7.5.2.1. Задача ремасштабирования 317
7.5.3. Свойства флюида 322
7.5.4. Функции насыщения 323
7.5.4.1. Гистерезис 323
7.5.4.2. Моделирование функций насыщения 324
7.5.5. Данные добычи и заканчивания 326
7.5.6. Инициализация модели 328
7.6. Адаптация модели 329
7.6.1. Важные аспекты процесса адаптации модели 330
7.6.2. Адаптируемые параметры 331
7.6.2.1. Давление 332
7.6.2.2. Добыча воды 333
7.6.2.3. Добыча газа 334
7.6.3. Процедура адаптации 335
7.6.4. Качество адаптации 338
7.7. Прогнозирование добычи 339
7.7.1. Входные данные для прогнозирования 340
7.7.2. Определение руководящих принципов и ограничений 340
7.7.3. Модель скважины 342

7.7.4. Прогнозирование . . . 343
7.8. Оценка неопределенности . . . 345
Литература . . . 347

ГЛАВА 8. **Планирование исследования** . . . 350
8.1. Планирование или интеграция? . . . 351
8.2. Оценка отдельных этапов работы . . . 353
8.3. Последовательное планирование . . . 353
8.4. Комплексное планирование . . . 356
8.5. Итоги . . . 358
Литература . . . 358

ПРИЛОЖЕНИЕ . . . 359
П.1. Общая формулировка уравнения материального баланса . . . 359
П.2. Особенности подхода материального баланса . . . 361
П.3. Условия верного применения материального баланса . . . 362
П.3.1. Параметры добычи и закачки . . . 362
П.3.2. Свойства PVT . . . 363
П.3.3. Свойства породы-коллектора . . . 363
П.3.4. Объемные параметры . . . 364
П.3.5. Данные давления . . . 365
П.4. Заключение . . . 367
Литература . . . 368

Предметный указатель . . . 369

От Редакционного совета

Специалист подобен флюсу: полнота его односторонняя.

К. Прутков

Кто не знает, в какую гавань плыть, для того нет попутного ветра.

Сенека

При экспертизе и рассмотрении на научно-технических советах проектов разработки нефтяных и газовых месторождений очень часто приходится констатировать парадокс: авторы проектов все время жалуются на недостаток исследований, и в то же время крайне неэффективно используют имеющиеся данные, «выжимая» лишь малую часть содержащейся в них полезной информации. Происходит это потому, что искусством стопроцентной «утилизации» геолого-промысловых данных обладают только люди, имеющие системные, достаточно глубокие знания во всех областях нефтяного инжиниринга — от моделирования бассейнов и резервуаров до бурения и эксплуатации скважин, расчета поверхностного оборудования и оценки экономики проектов.

Для преодоления однобокости отдельных специалистов в современном нефтяном инжиниринге принято создавать мультидисциплинарные проектные группы, состоящие из представителей различных наук, изучающих нефтегазоносные пласты (геофизиков, геологов, петрофизиков, разработчиков). Поэтому особую значимость приобретают методы и технологии совместной работы различных специалистов, а также люди, призванные обеспечить системную интеграцию узких специалистов в одну слаженную команду. Эти люди должны уметь одновременно видеть «и лес, и деревья», т. е. иметь хорошее представление как об отдельных дисциплинах, так и обо всем процессе проектирования в целом. На Западе такие люди называются менеджерами проектов, а в России еще с советских времен их называют главными инженерами проектов (ГИП).

К сожалению, в современной русскоязычной литературе нет пособий, с помощью которых можно было бы готовить менеджеров проектов (ГИПов). Поэтому мы с особой радостью представляем на суд читателя перевод книги Л. Косентино «Integrated Reservoir Studies». Эта книга позволяет получить системное представление о путях и методах достижения наиболее полного понимания пласта и нахождения наилучших способов его разработки с использованием всей имеющейся информации и достижений всех дисциплин нефтяного инжиниринга.

Книга Л. Косентино предназначена не только для менеджеров проектов. Она окажется весьма полезной и для узких специалистов (особенно начинающих), поскольку в ней четким и простым языком рассказано что, как и в какой последовательности нужно делать, что является главным и чем можно пренебречь. Книга учит все время помнить о конечной цели исследований пласта, что способствует существенному расширению кругозора всех специалистов.

Описывая рабочий процесс моделирования пластов, Л. Косентино уделяет большое внимание вопросам методически правильного использования иерархии моделей различной сложности. В отличие от распространенного в России мнения, он показывает, что гидродинамические стимуляторы отнюдь не являются единственным инструментом инженерных расчетов и что для решения очень большого круга задач нефтяного инжиниринга достаточно привлечь самые простые модели (материальный баланс и характеристики вытеснения, например).

Желаем Вам больших успехов в овладении искусством интегрированного подхода к проектированию разработки нефтяных и газовых месторождений!

Директор по науке НК «Роснефть»
д. т. н., профессор М. М. Хасанов

Редакторы перевода, сотрудники НК «Роснефть»:
Главный инженер проектов Д. А. Антоненко
Главный специалист В. М. Яценко

Предисловие Ж.-К. Сабатье

Начиная с кризиса 1986 года наблюдается сильное колебание цен на сырую нефть. Нефтяным компаниям пришлось адаптироваться к этой ситуации за счет уменьшения затрат и стремления как можно точнее рассчитать экономические показатели проектов и связанные с ними риски.

Благодаря техническому прогрессу в области конструирования скважин и бурения теперь стало возможным бурить горизонтальные скважины с длиной ствола в несколько километров, а также разветвленные многоствольные скважины с новой стратегией добычи и закачки. Такие скважины позволяют использовать меньшее количество единиц устьевого оборудования при разработке месторождений, создавая более удобную поверхностную инфраструктуру. Также традиционные платформы уступили место новым типам конструкций, что позволило уменьшить капитальные затраты и осуществлять разработку на глубоководной части шельфа.

Хотя бурение меньшего количества, но большей длины скважин позволило значительно сократить затраты, с технической точки зрения такие операции являются рискованными. Эти сложные скважины являются более дорогостоящими по сравнению с обычными вертикальными скважинами, поэтому каждая неудачная скважина такого типа оказывает значительное влияние на экономические показатели проекта. Кроме того, при бурении подобных скважин часто возникают технические проблемы, а также нередко усложняется работа с каротажными приборами.

В дополнение к этому, типы заканчивания таких сложных скважин значительно ограничивают возможности вмешательства, за исключением горизонтальных скважин, законченных зацементированным хвостовиком. Ранний прорыв воды или газа может вызвать преждевременную остановку скважины, влекущую за собой значительное уменьшение общего дебита месторождения.

В связи с этим становится важнее, чем прежде, тщательно планировать стратегию разработки продуктивного пласта с учетом как числа и типа скважин, так и методов добычи (истощение, закачка...). От определения этих моментов наряду с точным предсказанием продуктивности месторождения напрямую зависит проектирование поверхностной инфраструктуры, а следовательно, и общая стоимость проекта. Чтобы уложиться в рамки установленного бюджета и максимально уменьшить риск, нефтедобывающие компании занимаются изучением геологического строения пласта. Такие исследования проводились всегда, однако в сложившейся обстановке они должны быть более точными и менее затратными.

Основные уравнения потока жидкости применяются уже более 50 лет, а в настоящее время они активно используются в относительно современной области

моделирования пластов. Обычно применяются модели с сеткой в 10^5 ячеек, но в последнее время мега-модели (10^6 ячеек) встречаются все чаще. Композиционное моделирование позволяет лучше отражать вариации в составе флюидов, при этом к модели коллектора присоединяются данные о гидравлике ствола скважины и системе нефтесбора.

Однако такие модели пока еще дают упрощенное и весьма приблизительное представление о сложной и неизвестной действительности. Главная проблема связана с определением свойств коллектора и их распределением на крупномасштабной сетке.

В этом отношении следует отметить, что, хотя за последние годы были разработаны сложные техники ремасштабирования, исчерпывающего решения пока не существует, поэтому при составлении модели коллектора необходимо учитывать потерю информации, которая неизбежно возникает при использовании любой процедуры ремасштабирования.

В любом случае глубокое знание коллектора является фактором первостепенной важности. Можно выделить следующие параметры, определяющие динамическое поведение продуктивного пласта:

- Структурные параметры (карты глубин и мощностей пласта, разломы...).
- Внутреннее строение (схемы корреляции).
- Петрофизические свойства (пористость, проницаемость, капиллярное давление, относительные фазовые проницаемости).
- Межфлюидные контакты.
- Термодинамические свойства флюидов.

Эти данные доступны только частично, принимая во внимание небольшое количество мест измерений (скважин) и трудности осуществления замеров на месте. Кроме того, эти данные нельзя измерить непосредственно, поэтому их необходимо рассчитывать из других измеренных свойств (например, удельного сопротивления, радиоактивности, давления). Бурение сложных скважин также предполагает меньшее количество мест измерений, поэтому интерпретация имеющихся показателей становится еще более сложной. Во всех случаях определение коллекторских свойств пласта должно осуществляться на основе анализа данных с нескольких мест измерений.

За последние годы сбор данных претерпел значительные изменения, благодаря усовершенствованию существующих методик и возможности регистрировать новые физические параметры, которые могут быть связаны с основными свойствами пласта. Одним из самых значительных нововведений является трехмерная сейсморазведка, которая полностью изменила подход к структурному моделированию пласта и которое при благоприятных условиях может помочь в оценке распределения некоторых свойств пласта. Также следует отметить новейшие скважинные зонды, которые определяют минералогический состав, типы флюидов,

пористость, разломы, трещины и т. д., и постоянно используемые измерительные приборы, которые позволяют проводить непрерывный мониторинг пласта.

В то же время методики интерпретации становятся все более сложными и позволяют точнее определить параметры пласта. Самым значительным шагом вперед в этом направлении является пространственное моделирование коллекторских свойств пласта.

Сиквенс-стратиграфия позволяет более точно провести корреляцию между различными скважинами, сводя к минимуму количество ошибок в сложных условиях осадконакопления. Кроме того, вероятностный подход к проблеме оценки привел к развитию геостатистики. Одновременное развитие теории, численных методов и мощности вычислительных машин послужило основанием для развития статистических методов, которые позволяют создать равновероятные картины строения пласта, опираясь на немногочисленные данные.

Подобные методы требуют высокой технической квалификации, а также наличия мощных вычислительных ресурсов, и, тем не менее, успешность их применения по-прежнему зависит от количества и качества имеющихся данных. Уже давно известно, что возможность улучшения качества результатов главным образом связывается с сотрудничеством (успешной совместной деятельностью) различных отраслевых специалистов и концепцией комплексного исследования.

Тем не менее, очевидно, что реализация этой концепции представляет собой сложную задачу. Руководители компаний достаточно быстро поняли, что для успеха недостаточно поместить в одну комнату геофизика, геолога и инженера-разработчика. Хотя такие условия и благоприятствуют возникновению сотрудничества, сами по себе они не могут гарантировать того, что полученное в результате исследование действительно будет *комплексным*. Основные проблемы связаны с выбором методов и сложностью параллельного выполнения различных задач в процессе непрерывного взаимодействия членов группы друг с другом.

Каждая стадия исследования (интерпретация каротажных данных, испытание скважины, анализ распределений) может осуществляться с использованием разных методов, которые могут значительно различаться по временным и финансовым затратам. Известное эмпирическое правило гласит, что 80 % работы может быть сделано за 20 % времени. Поэтому начиная со стадии планирования важно выбирать методы исследований в соответствии с имеющимися данными и с учетом важности этих дополнительных 20 % результатов.

Важность интеграции связана с дефицитом имеющихся данных, которые приходится дополнять гипотезами, аналогиями и зависимостями, что в свою очередь может оказать значительное воздействие на конечные результаты. Эти различные элементы должны последовательно подтверждаться на всех стадиях исследования. Например, инженер-разработчик может заподозрить присутствие непроводящего разлома на основании промысловых данных, однако это должно соответствовать геологической модели. Сложность заключается в том, что изучение пласта подразделяется на задачи, которые являются взаимозависимыми, так что результаты выполнения каждой задачи представляют собой обратную связь для других задач. Если какая-то *подчиненная* задача не соответствует за-

даче *более высокого уровня*, последнюю приходится пересматривать, что может означать задержку в выполнении проекта и увеличение его стоимости. Поэтому необходимо, чтобы каждый специалист, прежде чем браться за выполнение новой задачи, проверял соответствие данного предположения с данными от других дисциплин, что в свою очередь предполагает, что все задачи по возможности должны выполняться одновременно.

Вполне очевидно, что планирование и осуществление комплексного исследования — достаточно сложная задача. Обычно каждый специалист стремится сделать свою часть работы как можно лучше и получить наилучший результат, даже если это несущественно для достижения глобальных целей исследования. Нередко встречаются очень сложные (и дорогостоящие) исследования, которые не используются в дальнейшей работе над проектом. Также достаточно часто встречается противоположный подход: специалисты порой ограничивают степень детализации своей работы, не будучи заинтересованными в получении более достоверных результатов. Так, например, геолог может создать трехслойную вертикальную модель пласта, «потому что инженеры-разработчики очень редко используют в своих моделях более 3 слоев». Другой геолог, напротив, может создать 15 слоев, хотя в действительности наличие 5 слоев было бы хорошим компромиссным вариантом как с геологической, так и с гидродинамической точек зрения.

С другой стороны, концепция параллельного планирования может представлять некоторые трудности для специалиста, который не собирается делиться промежуточными результатами своей работы с представителями других дисциплин для уточнения информации. Естественно, что большинство профессионалов предпочитает завершить свою работу прежде, чем сообщать другим о полученных результатах.

Этот краткий обзор основных препятствий, с которыми приходится сталкиваться при осуществлении комплексного исследования, выдвигает на первый план роль руководителя проекта. Вместе с остальными членами группы он отвечает за определение плана работы, а также за все изменения, которые неизбежно приходится рассматривать в ходе реализации этого проекта. Он должен следить за тем, чтобы достигнутые на каждой из стадий результаты своевременно доводились до представителей всех дисциплин, всегда принимая во внимание возможные задержки и, прежде всего, ориентируясь на общие цели исследования. Моделирование для разработки нового месторождения, когда в распоряжении имеется мало данных, должно быть достоверным с точки зрения глобальной перспективы. А в типичном проекте бурения с целью уплотнения сетки скважин, напротив, доступно больше данных, и требуется более тщательное изучение пласта. И наконец, моделирование для разработки месторождения вторичными или третичными методами предполагает еще более детальное знание особенностей коллектора, например, специфику распределения флюидов в пласте.

Обычно руководитель проекта является представителем одной из ключевых дисциплин (геологии, геофизики, разработки и эксплуатации пластов), однако он

также должен разбираться в основах других областей. Естественно, он не может быть специалистом в каждой отрасли, тем более что каждая из дисциплин все более усложняется.

На рынке существуют превосходные учебные пособия по каждой из дисциплин, имеющих отношение к исследованию коллекторских свойств пласта. Однако эти справочники ориентированы на специалистов и не подходят для руководителя проекта, который должен понимать преимущества различных и альтернативных методов, которые ему необязательно знать во всех подробностях. Учебное пособие для руководителя проекта должно объяснять, что можно сделать и при каких затратах, не вдаваясь (насколько это возможно!) в технические подробности. Такая книга должна быть справочником для руководителя проекта, рассказывая о том, что можно сделать для достижения целей исследования при оптимальном соотношении затрат и необходимом уровне детализации. Насколько мне известно, ранее такого пособия не существовало.

Работа Люка Косентино как раз восполняет этот пробел. Инженер-разработчик, имеющий большой геологический опыт, он провел несколько комплексных изучений коллекторов различных типов как для нефтедобывающих, так и для консалтинговых компаний. Опираясь на свой опыт, он написал эту книгу, которая представляет собой простое и полное обобщение методов, которые могут применяться в исследовании коллекторских свойств пласта, а также особенностей их использования. Нашему вниманию также предлагается обширная библиография, дающая возможность глубже познакомиться с теми или иными техническими вопросами.

Я настоятельно рекомендую каждому профессионалу всегда иметь под рукой это ценное пособие, которое позволит найти решение тех проблем, которые лежат вне сферы их компетенции. Я жалею лишь о том, что мне пришлось ждать до 2000 года, чтобы познакомиться с этим пособием. Возможно, что это обусловлено огромным опытом, способностью резюмировать и... объемом работы, которую необходимо выполнить, чтобы завершить такую задачу. В любом случае результаты стоят затраченных усилий!

Жан-Клод Сабатье



Л. Косентино получил степень магистра наук по специальности «Геология», блестяще защитив квалификационную работу в университете Падуи, Италия. Более двадцати лет он занимается исследовательской и практической деятельностью в научных дисциплинах, связанных с изучением и разработкой продуктивных пластов, опубликовав за это время более двадцати работ в области изучения свойств и моделирования продуктивных пластов, геостатистики и трещиноватых пластов. На протяжении многих лет он занимает пост технического редактора Общества инженеров-нефтяников, а также является членом руководящего комитета нескольких международных конференций по нефти и газу. С 1996 по 2003 гг. он занимал должность менеджера по проектам в компании Beicip-Franlab (Франция), а затем должность руководителя отдела исследований и разработки продуктивных пластов в компании Eni E&P в Милане. В настоящее время он исполняет обязанности исполнительного директора отдела разведки и добычи нефтяной компании Eni (Ливия).

Предисловие автора к русскому изданию

Эта книга отличается интересной и даже несколько неожиданной судьбой: со времени своего выхода в свет в 2001 году она неоднократно переиздавалась и переводилась на другие языки. Оставляя в стороне вопрос о качестве этой работы, который полностью отдается на откуп читателям, следует отметить, что интерес научной общественности к данной книге убедительно свидетельствует о том, что «проблема интеграции» продолжает занимать умы тех специалистов, которые занимаются разработкой и реализацией исследований продуктивных пластов.

В оригинальном вступлении к этой книге мы упоминали о том, что понятие интеграции становится всё более популярным в области разведки и добычи. Сегодня, десять лет спустя, интеграция — это нечто большее, чем просто «модная» концепция, уже хотя бы потому, что любые веяния моды по своей сути достаточно недолговечны. Однако это не означает, что все проблемы, относящиеся к внедрению концепции интеграции в исследования продуктивных пластов, успешно решены. За последние десять лет удалось достичь значительного прогресса в научных дисциплинах, связанных с изучением продуктивных пластов, в частности в геофизике, вследствие чего возникают новые проблемы в области интеграции, обусловленные тем, что ученым-геофизикам приходится работать с все большими объемами данных, в том числе и с данными нового типа. Таким образом, можно предположить, что книга не утратила актуальности, потому что проблема ещё не решена и более того — принимает новые измерения.

Русский перевод этой книги выходит в свет как раз в тот момент, когда необходимость в пересмотре и реорганизации процедур и методов реализации комплексных (интегрированных) пластовых исследований особенно велика. Эта книга основывается на опыте и технологиях западной культуры и соответственно несет отпечаток принятой в данной культуре методологии. Однако я не сомневаюсь, что российские ученые-геологи и геофизики смогут отфильтровать предлагаемый материал через призму своих личных представлений и национальной культуры и сформировать особое видение прочитанного, что позволит лучше понять проблему и возможные пути ее решения. Как показывает практика в этой и других областях, интеграция «западной» и «восточной» систем мышления является, пожалуй, наилучшим подходом при решении самых сложных научных проблем.

Введение

Похоже, что в области разведки и добычи «интеграция» является самым модным словом на протяжении последних десяти лет. Это понятие, а также преимущества, которые дает успешное применение этой концепции, активно обсуждаются в научных работах, на конференциях и рабочих собраниях.

Все эти последние годы специалистов всех отраслей, связанных с **изучением коллекторов**, т. е. геологии, геофизики, петрофизики, разработки и эксплуатации пластов, учили работать вместе, успешно взаимодействовать, объединять свои достижения с результатами других. Разработчики **программных пакетов** создавали интегрированные базы данных, **интегрированные пакеты для геологического моделирования** и совместимые приложения.

А руководители, в свою очередь, организовывали группы администрирования проектов, создавали благоприятные условия для совместной работы и внедряли междисциплинарные образовательные курсы. Они стремятся к интеграции, надеясь, что полученные выгоды оправдают затраченные усилия. С этим трудно не согласиться. Интеграция является одним из тех волшебных слов, которые всегда, вне зависимости от употребления, имеют позитивное значение. «Интегрированный» всегда звучит лучше, чем «дезинтегрированный», поэтому естественно стремиться к некоторой интеграции.

Но если обратиться к обычной повседневной работе, что *на самом деле* означает интеграция? Какие изменения она предполагает в нашей работе? Интеграция — это просто новое решение старых проблем или совершенно иной подход, который также ставит перед нами новые и неожиданные вопросы? И если это так, можем ли мы увидеть эти проблемы и найти подходящее решение? С какими новыми техническими и профессиональными сложностями придется столкнуться? Кто отвечает за правильное осуществление такой интеграции в ходе обучения?

Цель этой книги состоит в том, чтобы попытаться ответить на эти вопросы и вынести на первый план такие аспекты изучения, которые становятся значимыми, когда мы хотим провести *комплексное исследование коллекторских свойств пласта.*

Благодарности

Любая книга является результатом усилий целой группы людей. Когда я работал над книгой «Комплексное исследование коллекторских свойств пласта», в этом проекте принимали участие многие люди, которые тем или иным образом помогали мне в моей работе — друзья, коллеги, семья.

Прежде всего, я благодарю Жана-Клода Сабатье за то, что он поверил в эту работу и поддержал меня на завершающей, самой важной стадии. Его идеи всегда открывают новое.

Джузеппе Спотти, который столько лет работал рядом со мной сначала в Agip, а затем в Beisip-Franlab, — это второй мой друг, которому я выражаю особую благодарность. Многие части этой книги родились в ходе наших долгих обсуждений самых различных аспектов изучения коллекторских свойств пласта.

Я также благодарен всем тем моим друзьям, которые внесли свой вклад, прочитав всю эту книгу или некоторые ее части, высказав ценные предложения и внеся определенные поправки. Филиппу Ле Бар и Патрику Рувруа за помощь в вопросах, касающихся баз данных (глава 2), моему старому компаньону Кристиану Равенну за его вклад в главы, посвященные геологическим проблемам, Пьетро Консонни и Патрику Лемонье за рецензирование части, связанной с гидродинамическим моделированием (глава 7), Пьеру Лемузи за его идеи, всегда отличающиеся оригинальностью, в области ремасштабирования, Марко Тьеле за его помощь в подготовке раздела, посвященного проблемам трубок тока.

Я также выражаю признательность другим своим коллегам: Жану-Марку Шатрю, Полу Ван Лингену, Бернару Борбьё, моим друзьям из Венесуэлы Роберто Муносу и Хосе Эдмундо Гонсалесу, сотрудникам IFP School (Жилю Габольду, Бернару Дюрану, Жану-Пьеру Руа, Жану-Гектору де Галяр), работникам издательства Editions Technip (Сильвии Аксер и Филиппу Катина).

Сабрина Альборнос оказала мне неоценимую помощь в работе над библиографией, отыскав наименее известные источники, а Герман Парра и, прежде всего, Жерар Дио помогли мне в долгой и кропотливой работе по верстке графической части.

Я также выражаю особую благодарность Росу Сталляру, который тщательно проверил английскую версию моей книги.

Наконец, я благодарю руководство компании Beicip-Franlab и в особенности Жана Буррю, Оноре Ле Лейха и Поля Биа за поддержку и помощь в завершении этой работы.

И конечно же, я благодарю свою жену Жанет за понимание.

Глава 1

Проблемы интеграции

1.1. Что такое интеграция?

В соответствии с определением из словаря Вебстера, интеграция — это соединение и координация отдельных и несходных элементов или частей в более полное или гармоничное целое [1]. Поскольку интеграция предполагает формирование более полного или гармоничного целого, она может рассматриваться как процесс, в результате которого создается дополнительная стоимость. Задача этой книги — показать, как именно можно произвести эту дополнительную стоимость.

В нефтяной промышленности и в особенности в области разведки и добычи интеграция рассматривается главным образом в связи с возможностью объединения различных отраслей знания для улучшения традиционного (или создания нового) аналитического процесса.

Однако на самом деле понятие интеграции с трудом поддается определению. Процессы разведки и добычи являются очень сложными видами деятельности, предполагающим вовлечение целого ряда научных дисциплин, каждая из которых вносит свой вклад в решение общей задачи. Следовательно, интеграция дисциплин на деле означает интеграцию всех аспектов, входящих в состав данных дисциплин. Это не только задача интеграции различных видов работ, выполняемых различными группами профессионалов, но и задача объединения разных ученых, занятых в сфере изучения геологии, обладающих различной профессиональной культурой. Более того, также существует необходимость в объединении разных людей, приезжающих из разных стран и говорящих на разных языках. Наконец, существует проблема интеграции платформ аппаратного и программного обеспечения как необходимое условие любого комплексного исследования.

Дополнительно усложняет положение вещей тот факт, что степень интеграции внутри команды или в рамках технологического процесса постоянно меняется. Соответственно, в процессе изучения проблема интеграции изменяется и должна каждый раз определяться заново.

Несмотря на изначальную сложность определения сущности интеграции, можно попытаться категоризировать основные проблемы, относящиеся, в частности, к комплексному изучению коллекторских свойств пласта:

- ***вертикальная и горизонтальная интеграция***. Основное отличие, которое можно выделить, относится к *вертикальной* интеграции внутри отрасли разведки и добычи и междисциплинарной, *горизонтальной*, интеграции. Приме-

ром вертикальной интеграции может служить последовательность выполняемых действий в процессе интерпретации данных сейсморазведки отдельного продуктивного пласта, когда разные геофизики работают вместе на одной платформе над различными аспектами геофизической интерпретации, например, структурной интерпретацией сейсмического куба и его атрибутным анализом. Необходимость вертикальной интеграции в рамках каждой отрасли очевидна и уже нашла применение во многих вычислительных системах. Она также обычно легко достижима, поскольку профессионалы принадлежат к одной отрасли, в данном случае — геофизике, и легко находят общий язык. Напротив, *горизонтальная* интеграция означает объединение различных отраслей знания в рамках комплексного исследования, что является гораздо более сложной проблемой. Основные препятствия в данном случае — это относительно сниженная возможность взаимодействия базовых программных средств и явная тенденция разных профессионалов концентрироваться на своих узкоотраслевых проблемах при минимуме взаимодействия с другими членами исследовательской группы;

- ***слабая и сильная интеграция***. Также полезно различать *слабую* и *сильную* интеграцию. Как будет обсуждаться в следующей главе, это относится главным образом к степени взаимодействия различных программных приложений, однако данная оппозиция вполне применима в общем смысле для описания технологического процесса. Когда геолог обсуждает с инженером-разработчиком нефтяных и газовых месторождений расположение выявленных в ходе изучения разломов в породе, можно вести речь о слабой интеграции. Когда те же специалисты работают вместе над определением местоположения разломов в породе, так что при этом каждый из них использует инструментарий своей отрасли, тогда, как представляется, уже возможно говорить о сильной интеграции.

В следующих разделах будет показано, как проблема интеграции определяется и решается в совершенно иной сфере — управлении бизнес-процессами, и как эти идеи могут находить применение в области разведки и добычи нефти. Далее обсуждаются некоторые важные вопросы интеграции применительно к изучению коллекторских свойств пласта. При этом особое внимание уделяется тем аспектам, в которых наиболее отчетливо проявляется различие между комплексным и традиционным подходами в изучении коллекторских свойств пласта.

1.2. Концепция системного мышления

Несколько лет тому назад, во время кризиса на американском автомобильном рынке, инженеры из одной детройтской компании решили разобрать японскую машину, чтобы попытаться понять хотя бы часть секретов, благодаря которым эти машины получались такими дешевыми и эффективными. Заглянув в двигатель, они обнаружили, помимо всего прочего, что одна и та же деталь использовалась три раза для соединения различных компонентов в трех различных частях блока

цилиндров. В американских автомобилях при сборке использовались три различные детали, для чего требовались три разных ключа и три комплекта запчастей, что замедляло и удорожало сборку.

Анализируя работу конструкторских бюро этих двух компаний, удалось прийти к выводу, что в детройтской компании разработкой и производством трех деталей, о которых идет речь, занимались различные подразделения. Инженеры, ответственные за свою продукцию, считали, что их детали были качественными и идеально встраивались в процесс сборки. В японской компании, наоборот, всем процессом сборки двигателя руководил один инженер.

Этот простой пример взят из книги-бестселлера по управлению предприятиями [2], и он свидетельствует о том, что в такой сложной деятельности, как производство двигателей, соединения высококачественных компонентов недостаточно, если речь идет об эффективности проекта в целом. Японскому инженеру, руководившему всей проектной работой, удалось выявить связи между различными стадиями процесса сборки и оптимизировать сам процесс. Нет сомнения, что детали, производимые тремя подразделениями, были **хорошими** продуктами сами по себе; однако, с точки зрения общей эффективности проекта, проблема качества компонентов отходит на второй план, поэтому более простая и многофункциональная японская деталь оказывается **лучшей**.

Концентрация на процессе в целом, а не на его составных частях является ключевым принципом системного мышления.

Системное мышление — это научная дисциплина, принципы и инструментарий которой на протяжении последних пятидесяти лет развивались в различных областях физики, машиностроения, биологии и математики. Эта отрасль в последние годы нашла широкое применение в области менеджмента организации. Салери [4] впервые применил принципы системного мышления в области разведки и добычи нефти.

Проще говоря, системное мышление — это способ анализа процесса (физического, природного, экономического, политического, вообще любого процесса), который основывается на изучении всех факторов, внутренних или внешних, влияющих на развитие и результат такого процесса. Предлагая заинтересованному читателю обратиться к обширной библиографии по данной теме, попытаемся обобщить основные принципы концепции системного мышления:

- Понять процесс изменения, вместо того чтобы сосредотачиваться на отдельных составляющих этого процесса.
- Понять взаимосвязь всех составляющих, а не линейные причинно-следственные связи.
- Сосредоточиться на *динамической* сложности процесса, а не на *статической* сложности его элементов.

Таким образом может рассматриваться любой процесс, начиная от изучения орбиты, которую электрон описывает вокруг ядра, и заканчивая глобальным потеплением на Земле. В соответствии с концепцией системного мышления, нельзя

говорить о некой первопричине, порождающей единственно возможное следствие. Речь идет скорее о взаимосвязи различных элементов (системе), которые обусловили исследуемое следствие.

Что касается изучения коллекторских свойств пласта, концепция системного мышления предоставляет полезную теоретическую базу, позволяющую описать иной подход, диктуемый интеграцией.

Комплексное изучение коллекторских свойств пласта — это, по определению, сложный процесс, который является результатом объединения различных отраслей знания и который направлен на достижение конкретной цели. Перед нами, так же как и перед инженерами детройтской фабрики, стоит проблема интеграции элементов, которые были произведены разными профессионалами (подразделениями). У нас точно такая же цель, то есть результат изучения (двигателя), который был бы точным и достоверным. И точно так же, мы не хотели бы попасться в аналогичную ловушку, то есть делать хорошие отдельные части (детали), которые не подчинены в должной мере общей цели проекта.

Осуществляя исследование, мы должны понять формы взаимосвязей различных видов деятельности и, как японский инженер, мы должны спланировать трудовой процесс, обеспечив его максимальную эффективность. Концепция системного мышления может помочь нам во всей полноте понять статическую (имманентную) сложность геологической и инженерной работы и определить те параметры, которые влияют на глобальные цели изучения коллекторских свойств пласта.

В данной главе речь пойдет о некоторых аспектах изучения коллекторских свойств пласта, которые имеют решающее значение для процесса интеграции. В своем большинстве эти аспекты требуют пересмотра традиционной системы организации труда. Такое изменение точки зрения зачастую связано с применением принципов концепции системного мышления.

1.3. Изменение ориентиров

До недавних пор процесс изучения коллектора значительно отличался от того, который используется в настоящее время. Подход был последовательным, когда геофизик, геолог, петрофизик и инженер-разработчик работали почти независимо, так что полученные результаты передавались от одного специалиста к другому фактически без обратной связи.

Одно из главных последствий такого подхода заключается в том, что каждая из этих научных отраслей определяет свои собственные задачи, которые обычно отличаются друг от друга и зачастую очень слабо соотносятся с общими целями изучения продуктивного пласта. Представители каждой из этих дисциплин считают, что чем детальнее анализ, тем лучше качество получаемых результатов. Поэтому разные специалисты стремятся произвести наиболее качественный продукт, насколько это возможно при наличествующей технологии, уровне их квалификации и имеющемся времени. При данном подходе подразумевается, что *наилучший анализ* позволяет получить *наилучшие результаты*.

Процесс объединения различных отраслей, относящихся к разведке и добыче, для осуществления комплексного исследования продуктивного пласта предполагает изменение ориентиров. В соответствии с принципами системного мышления подход становится междисциплинарным, специалисты взаимодействуют друг с другом, а данные из других областей играют ключевую роль при оценке качества проводящихся работ (рис. 1.1).

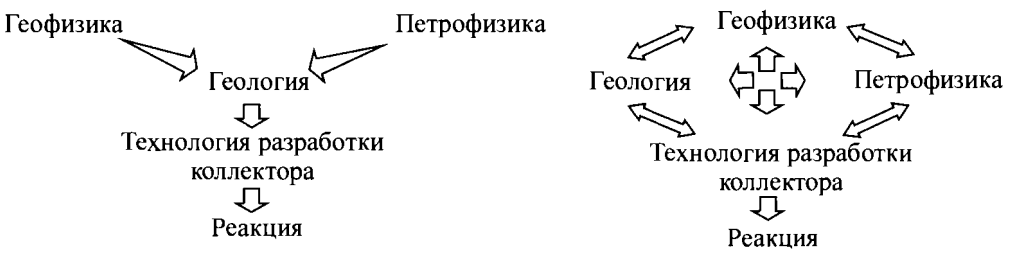


Рис. 1.1. Междисциплинарные связи в исследовании продуктивного пласта: традиционный (слева) и комплексный (справа) подход

В этом случае на первый план выходит понимание глобальных целей определенного исследования, в то время как представители всех научных дисциплин, принимающие участие в данном проекте, должны определить частные цели, которые очень сильно зависят от глобальных. Это также означает, что в рамках комплексного исследования продуктивного пласта методики, имеющиеся в распоряжении различных дисциплин, необходимо соотносить с общей целью, чтобы выбрать подходящие средства. На самом деле об этом пойдет речь ниже, иногда более простой и традиционный подход может оказаться предпочтительнее самой передовой технологии.

Изменить ориентиры достаточно сложно, потому что в таком случае отраслевым специалистам и руководителю проекта приходится сталкиваться с непривычными вопросами и проблемами, которые следует рассматривать и решать с иной точки зрения. В следующих разделах будут проанализированы некоторые из ключевых вопросов, которые становятся важными и требуют внимания при проведении комплексного исследования.

1.4. Объединение информации

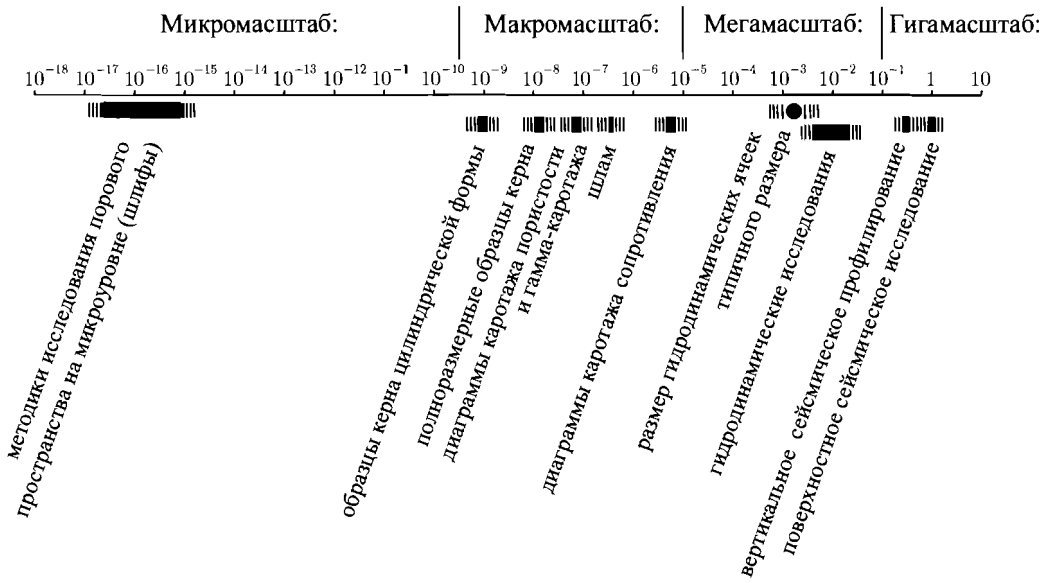
Комплексное исследование — это непростая задача. Продуктивный пласт сам по себе является очень сложным объектом, который необходимо описывать с различных точек зрения, с учетом большого числа параметров и с исключительно высокой точностью. Кроме того, помимо внутренней, *естественной*, сложности продуктивных пластов, нам также приходится иметь дело с неизвестными характеристиками коллектора, которые возникли в результате человеческой деятельности, такими как трещины, повреждение продуктивного пласта, проблемы, связанные с цементированием, и так далее.

Вследствие этих факторов исследования всегда характеризуются некоторой степенью неопределенности, которая в свою очередь может рассматриваться как (неизвестная) степень нашего знания о данном пласте.

На самом деле ученые, занятые в сфере изучения геологии, в отличие от других ученых, имеют очень ограниченный доступ к объекту своих исследований, то есть продуктивному пласту. Информация, которая обычно им доступна, является специфической по крайней мере по трём причинам:

- ***Она по большей части является косвенной***. Единственным способом прямого доступа к продуктивному пласту является бурение с отбором керна. Используя образцы керна, мы можем напрямую замерить некоторые свойства коллектора, например пористость породы. Во всех других случаях мы можем получить информацию об этих свойствах **опосредованно**, благодаря какому-либо другому виду измерений. Затем мы соотносим полученные результаты с интересующими нас параметрами продуктивного пласта посредством некоторой функции переноса. Например, в ходе геофизической разведки мы измеряем время прохождения сигнала и затем определяем глубину залегания пласта за счет соотношения времени от глубины. Также в ходе гидродинамических исследований мы измеряем изменение давления, а затем на основании полученных данных определяем интересующие нас параметры, такие как проницаемость или скин-фактор. Функцией переноса в данном случае является то или иное решение уравнения диффузии.
- ***Она основывается на небольшом количестве фактических данных***. За единственным существенным исключением сейсмического и, в меньшей степени, гидродинамического исследований, вся интерпретируемая нами информация является результатом анализа очень небольшого объема данных, на основании которых мы судим о характеристиках всего пласта. Так, например, мы измеряем смачиваемость горной породы на нескольких образцах керна цилиндрической формы в 2,5 см или 2,5–1,25 см, а затем переносим полученные результаты на весь коллектор или какую-либо его часть. Мы также наблюдаем диагенетические явления, рассматривая под микроскопом шлиф породы пласта, и предполагаем, что те же самые явления будут наблюдаться во всем коллекторе. На рисунке 1.2 сопоставляются обычные источники информации данных о коллекторе в масштабе с поправкой на заданный объем коллектора. Это может оказаться ценным, поскольку большинство данных относится к тому, что можно определить как макромасштаб, тогда как типичное моделирование осуществляется в мегамасштабе. Этот рисунок делает акцент на проблеме масштаба, тесно связанной с исследованиями продуктивного пласта, а также на вопросах ремасштабирования. Эта проблема подробно обсуждается в публикации [3].
- ***Она разнородна***. Информация собирается различными способами: при изучении керна, в стволе скважины или на поверхности. Количество методик, применяемых для оценочного определения свойств коллектора, удивительно велико, от исследований пласта по принципу аналогии с выходящими

на поверхность горными породами (обнажениями) до осевой томографии небольшой пробы керна, проводимой в лаборатории. Еще более осложняет дело тот факт, что одно и то же свойство коллектора может быть определено с применением различных методик, которые позволяют получить независимые оценки в различном масштабе.



Замечание: масштабная шкала нормализована на куб со сторонами в 600 м

Рис. 1.2. Сравнение методов исследований в зависимости от масштаба

С учетом сказанного выше становится понятно, что одной из самых значимых проблем в области изучения коллекторских свойств пласта является способность объединить всю эту информацию в общую непротиворечивую модель.

Эта сложная задача заслуживает внимания, потому что объединение информации предполагает комбинирование различных видов данных, полученных из различных источников посредством инструментов, позволяющих получить информацию о разных частях пласта и имеющих различную разрешающую способность.

Типичный пример — пористость. Обычно мы можем получить информацию о пористости продуктивного пласта из 3 источников данных: керн, диаграммы каротажа и результаты сейсмических исследований. Информация о пористости, полученная по исследованиям керна, является *прямым* измерением, которое осуществляется на очень маленькой части пласта, образце керна цилиндрической формы, который обычно составляет примерно 10^{-9} часть общего объема коллектора (рис. 1.2).

Данные о пористости, полученные из диаграммы каротажа, наоборот, представляют собой пример *косвенного* измерения. В этом случае мы обычно заме-

ряем количество гамма-квантов, водородосодержание или время пробега волны по пласту, а затем переводим измеренные сигналы в величины пористости при помощи различных уравнений (функций преобразования). В этом случае объем породы, являющийся объектом изучения, примерно в 3 000 раз больше, чем образец керна, однако по сравнению с объемом всего коллектора это количество все равно пренебрежимо мало.

Пористость можно также определить, основываясь на сейсмических данных, что также является *косвенным* измерением. Мы измеряем время прохождения волны, обрабатываем его, чтобы получить амплитуду и/или импеданс, а затем соотносим эти данные с пористостью. В данном случае исследуется весь объем коллектора, однако разрешающая способность обычно бывает очень слабой.

В конечном итоге, когда нам необходимо рассчитать пористость для построения финальной модели коллектора, мы сталкиваемся с проблемой объединения всех этих разнородных данных, которые относятся к одному и тому же свойству, но дают разную информацию в плане точности, разрешающей способности и распределения.

Другим типичным и возможно более интересным примером является проницаемость. Как и пористость, проницаемость может быть измерена прямо или косвенно, причем в последнем случае используется та или иная функция преобразования. Кроме того, ее величина зависит от условий насыщения коллектора, поэтому показатели проницаемости можно сопоставлять только в том случае, если условия насыщения являются идентичными.

В общем случае мы можем определить проницаемость при анализе образов керна, в бурящейся скважине или в ходе гидродинамических исследований.

В лабораторных условиях мы можем измерить **абсолютную проницаемость по газу** на образце керна при помощи минипермеаметра или пропуская через образец газ. В этом случае в роли функции преобразования выступает закон Дарси, а исследуемая нами часть пласта, как и в предыдущем случае, является пренебрежимо малой[1].

В пластовых условиях (давление и температура), используя другую функцию преобразования, мы также можем рассчитать абсолютную проницаемость в скважине по каротажным диаграммам методом ЯМР, причем объектом измерения в этом случае становится гораздо больший объем породы. Также в условиях бурящейся скважины спускаемым на кабеле испытателем пластов мы можем измерить **эффективную проницаемость по нефти** в масштабе, сопоставимом с тем, который использовался при анализе образца керна.

И наконец, в ходе гидродинамических исследований при помощи другой функции преобразования (уравнение диффузии) мы тоже можем вычислить **эффективную проницаемость по нефти** в пластовых условиях, исследуя часть коллектора, которая в миллионы раз больше, чем образец керна на котором мы измеряли **абсолютную проницаемость по газу.**

[1]Можно утверждать, что даже лабораторные измерения на образцах керна являются косвенными расчетами, в силу того что они основываются на функции преобразования. Однако в данном контексте мы будем считать эти измерения прямыми.

Это короткое отступление от темы призвано показать сложность проблемы. При этом дело не ограничивается пористостью и проницаемостью. Если бы мы составили список всех параметров, определяемых при изучении коллекторских свойств пласта, то мы бы увидели, что почти все из них могут исследоваться в различном масштабе и часто косвенным путем.

Естественно, что для решения подобных проблем были разработаны различные методики. Например, петрофизики очень хорошо знают, как можно согласовать пористость по данным плотностного и акустического каротажа с данными кернового анализа. Однако когда одно и то же свойство определяется специалистами из разных отраслей, правильное объединение данных становится не таким простым.

В самом широком смысле объединить информацию — это значит вынести на первый план различия, понять роль каждого элемента информации и рассмотреть все возможные пути согласования этих данных. Это позволит выбрать лучший способ представления продуктивного пласта в соответствии с целями исследования.

Объединение информации, возможно, является самой сложной задачей при комплексном изучении коллекторских свойств пласта, потому что единственного верного способа решить эту проблему не существует. Как мы увидим далее, гарантировать выполнение данной задачи — это обязанность руководителя проекта.

1.5. Верность и точность

Термины верность и точность, применяемые к измерениям в пластовых исследованиях, в геофизике часто используются как взаимозаменяемые. На самом деле эти два слова относятся к различным понятиям: верность соотносится с **тем, насколько результаты измерения близки к истинной величине** измеряемого количества, а точность — к **степени чистоты измерения**. Другими словами, точность относится не к истинной величине измеряемого количества, а скорее к **воспроизводимости** процесса измерения. На рисунке 1.3 эта концепция представлена графически.

Типичные измерения, применяемые при исследовании коллекторских свойств пласта, охватывают все возможные комбинации верности и точности, при этом в каждом случае важно понимать, о каких данных идет речь и каковы их характеристики.

Во многих случаях интересующие нас параметры продуктивного пласта могут быть определены различными методами, которые предоставляют дополнительную информацию об этих параметрах. Так, например, давление насыщения может быть измерено с высокой степенью точности в лаборатории на образцах скважинного флюида, однако эти измерения часто оказываются неверными из-за недостаточной репрезентативности образцов. И, напротив, в некоторых случаях давление насыщения может определяться верно (но не точно) по данным, полученным в процессе добычи нефти.

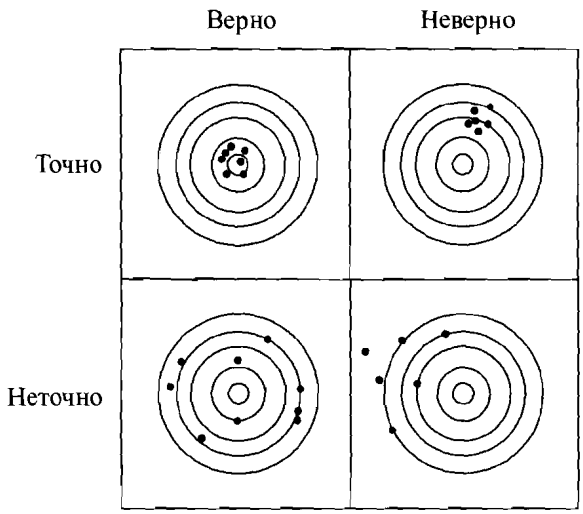


Рис. 1.3. Верность и точность

Понимание получаемой информации является критически важным фактором при любых приблизительных подсчетах. Как правило, применение одного типа данных не позволит получить лучшие результаты. Зато возможность объединения различных независимых источников данных, соотносимых с определенной степенью верности и точности, может помочь в получении объективных оценок параметров продуктивного пласта.

1.6. Сложность и точность

Любая модель по определению является упрощением. Степень такого упрощения или, наоборот, степень сложности определенного исследования зависит от имеющейся в наличии информации, а также человеческих и материальных ресурсов, выделенных на реализацию данного проекта.

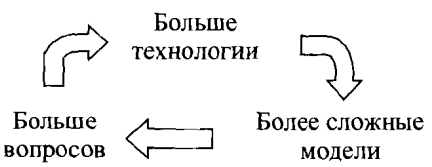


Рис. 1.4. Цикл усложнения [4]

Серьезной проблемой, которая осложняет интеграцию, является происходящее в настоящее время последовательное усложнение каждой из дисциплин в области разработки и добычи. По определению Салери, усложнение — это процесс поэтапного увеличения степени детализации знаний в некоторой отрасли с целью ее досконального представления [4]. В большей или меньшей степени процесс усложнения затронул все нефтяные дисциплины. Типичный цикл усложнения показан на рис. 1.4.

Новые технологии предлагают сегодня специалисту в области наук о Земле мощные инструментальные средства, позволяющие детально изучить определен-

ную проблему. Однако такие детали не всегда легко включаются в процесс изучения, а иногда оказываются незначимыми. Другими словами, новые технологии породили новые проблемы в области интеграции, неведомые до недавних пор.

Анализируя цикл усложнения, следует отметить два важных момента, относящихся к процессу интеграции:

- Увеличение уровня сложности определенного проекта не обязательно ведет к повышению достоверности конечных результатов.
- Рост достоверности не гарантирует соответствия результатов целям исследования.

Осуществляя комплексное исследование, необходимо удостовериться, что мы не тратим человеческие и материальные ресурсы на выявление несущественных деталей или на увеличение достоверности, которая ничего не дает исследованию, а только усложняет его. Степень приближения всегда должна соответствовать общей цели исследования. Вот почему когда идет речь о комплексном исследовании, содержание понятий *хорошая* и *превосходная* работа меняется.

Интересный пример усложнения представлен на рис. 1.5, на котором изображена модель нарушений на одном из североафриканских нефтяных месторождений. Исходная интерпретация данных трехмерной сейсморазведки (рисунок слева) была скорректирована посредством анализа сейсмических характеристик, таких как азимут падения, угол падения, куб когерентности сейсмических сигналов и амплитуда, что позволило получить гораздо более детализированное изображение распределения нарушений (рисунок справа). Переинтерпретация позволила различить разломы величиной менее 7,5 м, а также зоны сильной складчатости, которые часто изобилуют трещинами. Эта интерпретация позволила выявить более 4 000 нарушений.

Уровень детализации, достигнутый в этом исследовании, безусловно заслуживает внимания, а правый рисунок, возможно, дает более полное представление о распределении нарушений в пласте в сравнении с исходным вариантом. Однако такой уровень детализации едва ли может быть сохранен при гидродинамическом моделировании на доступном сегодня техническом уровне. Все эти мелкомасштабные нарушения невозможно воспроизвести в нормальной гидродинамической модели, где размер одной ячейки больше, чем большинство таких особенностей. Вероятнее всего, что инженер-разработчик решил бы упростить предложенную модель распределения тектонических нарушений таким образом, чтобы сохранить только самые значительные из них. За усилиями по детализации картины распределения нарушений в пласте последовали бы усилия по упрощению той же самой модели, так что в конечном итоге это мероприятие оказалось бы напрасной тратой времени.

Другой явный пример усложнения, представленный на рис. 1.6, заимствован из недавно опубликованной работы [4]. На этом рисунке показан набор из 263 кривых относительной проницаемости горной породы при насыщении, используемых для описания данного продуктивного пласта. Рассматривая результаты функции насыщения, в результате которого возникла эта совокупность

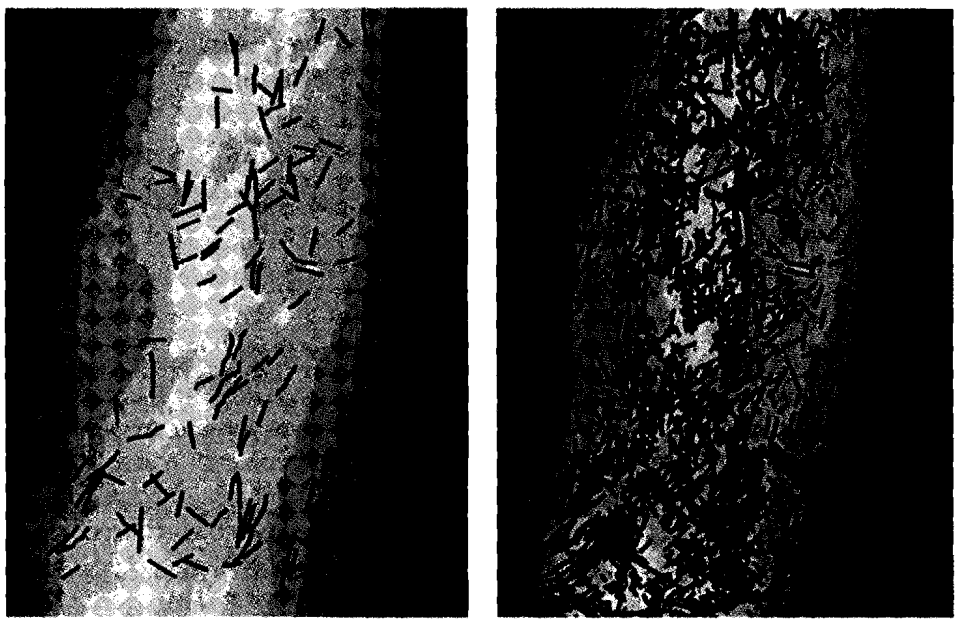


Рис. 1.5. Распределение нарушений в пласте одного из североафриканских нефтяных месторождений, исходная (слева) и переинтерпретация

кривых, можно сказать, что достигнутая степень детализации, безусловно, фиксирует распределение горных пород внутри пласта, и с этой точки зрения данное исследование может с полным правом считаться достоверным. Однако, с другой стороны, возникает ряд вопросов: что дает такая степень детальности? И какое влияние она оказывает на следующие стадии проекта? Если результаты такого исследования будут использоваться при моделировании коллектора, то подобная степень детальности может затруднить работу инженера. Кроме того, такая детальность может оказаться совершенно непрактичной (возможно, это покажется ироничным) при изучении влияния изменений относительной проницаемости на смоделированные результаты. Так является ли оправданным такое стремление к детализации?

В той же самой работе говорится, что результаты гидродинамического моделирования, основанные на одной-единственной кривой средней относительной проницаемости сопоставимы с теми результатами, которые были получены при анализе полного набора из 263 кривых. Поэтому возникает еще один важный вопрос: какова степень детальности, с которой мы можем справиться при изучении коллекторских свойств пласта? Эта проблема, конечно же, является сложной, и хотя в данном примере, где речь идет об относительной проницаемости, ответ ясен, в большинстве случаев он не будет таким очевидным.

Другой аспект проблемы детализации связан с нерациональным использованием технологий на различных этапах исследования. Фактически передовые технологии нередко применяются в таких областях, которые незначительно влияют

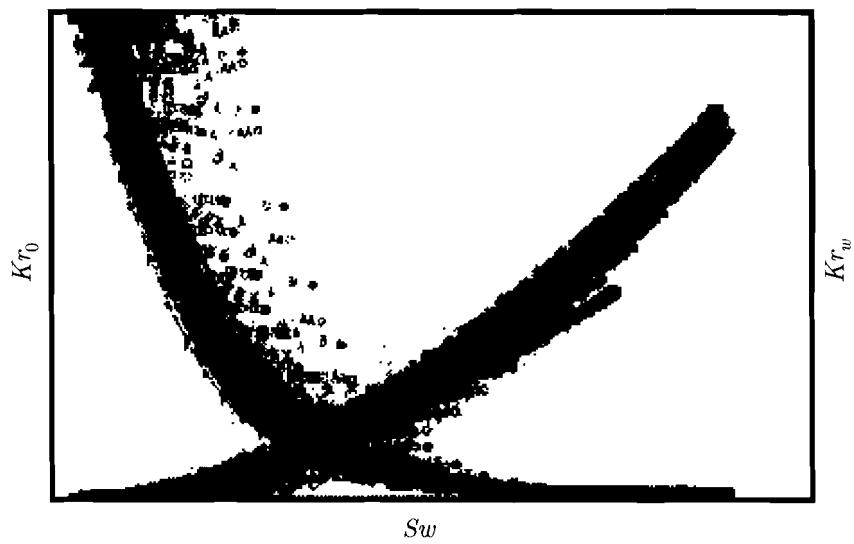


Рис. 1.6. Кривые относительной проницаемости для определения характеристик пласта-коллектора

на отдачу продуктивного пласта, тогда как самым значимым его характеристикам уделяется меньше внимания.

Изучая существующие отчеты по исследованиям коллекторских свойств пласта, например, довольно часто приходится сталкиваться с исчерпывающими седиментологическими описаниями и вероятностным моделированием фаций, применяемыми на таких месторождениях, где невыдержанность коллектора является главным параметром, определяющим дебит продуктивного пласта, как это имеет место на многих домеловых отложениях в Северном море. В таких случаях, когда задача изучения коллекторских свойств пласта состоит в составлении плана разработки месторождения, очевидно, что структурная модель коллектора гораздо важнее, чем его литологические и/или петрофизические свойства, потому что количество скважин, которые необходимо пробурить (а соответственно и стоимость проекта), в основном зависит от связности коллектора. Гидродинамические модели, построенные с применением различных вероятностных реализаций седиментологической модели, не отражают важных характеристик, связанных со структурной моделью коллектора, и дают искаженное представление о его поведении. А это, в свою очередь, может привести к принятию неверных управленческих решений.

Этот простой пример показывает, что при планировании комплекса исследований коллекторских свойств продуктивного пласта мы должны определить все критически важные факторы, относящиеся к общей цели исследования, для того чтобы правильно распределить усилия. Так, в приведенном выше примере имело

смысл посвятить больше времени и выделить больше ресурсов для определения особенностей структуры пласта, моделируя литологию и петрофизику пласта при помощи стандартных методов, которые дают возможность сделать это быстрее.

Обобщая сказанное выше, при проведении комплексного исследования, следует обращать внимание на следующие моменты:

- Определить наиболее значимые особенности месторождения с учетом общих целей исследования. Это, в свою очередь, позволяет определить, какие человеческие и технические ресурсы необходимы для реализации проекта.
- Определить иерархию критически значимых параметров. Задача этого процесса состоит в том, чтобы выявить те части исследования, которые не оказывают значительного влияния на конечные результаты, то есть такие составляющие, которые **являются несущественными**.
- Установить степень детальности основных этапов изучения пласта с учетом ограничений данного проекта (наличия бюджетных средств, соответствующих специалистов и техники, временные ограничения).

Определение степени сложности комплексного исследования и его составляющих является очень важной задачей, поэтому этим вопросом следует заняться в самом начале работы над проектом. Решение этой проблемы представляет собой один из главных аспектов планирования исследования, поскольку дает возможность понять, как и где будет применяться основная масса ресурсов. Эти вопросы будут подробнее обсуждаться в главе 8.

1.7. Другие проблемы интеграции

Объединить должным образом имеющуюся информацию — это, конечно же, самая трудная стадия комплексного исследования. Однако в ходе работы над проектом изучения коллекторских свойств пласта также часто возникают другие проблемы в области интеграции.

Очень распространенной является проблема объединения различных отраслевых специалистов. Разница происхождения, культурные, а порой и языковые различия — вот основные факторы, осложняющие процесс коммуникации в рабочей группе. В большинстве случаев глобальные цели комплексного исследования понятны далеко не всем специалистам в области наук о Земле, которые стремятся использовать привычные методы, успешно применявшиеся ими ранее. Незнание особенностей работы других специалистов является еще одним фактором, который может осложнить взаимоотношения членов группы. Такое отношение, которое, к сожалению, свойственно многим специалистам в области разведки и добычи, может быть обусловлено тем фактом, что работать самостоятельно гораздо легче, чем взаимодействовать с другими людьми, которые нередко сомневаются в эффективности выбранных нами методов или ставят под

вопрос наши выводы. Задача руководителя проекта как раз и состоит в том, чтобы снимать возникающую в группе напряженность и находить компромиссные решения технических вопросов, вызывающих разногласия. В данном случае ключевым фактором всегда является понимание технологического процесса и целей проекта всеми представителями рабочей группы.

Другой аспект, с которым часто приходится сталкиваться представителям нефтедобывающих или консалтинговых компаний, — это физическая удаленность друг от друга различных составляющих группы. Это расстояние может измеряться метрами или тысячами километров, однако в большинстве случаев последствия оказываются одинаковыми: отсутствие взаимодействия, а следовательно, и интеграции. Нет сомнения в том, что современные коммуникационные технологии обладают большими возможностями и позволяют членам группы обмениваться информацией любого вида быстро и эффективно. Международные компьютерные сети, видеоконференции и виртуальные рабочие группы — это только небольшая часть доступных средств, позволяющих минимизировать негативное влияние удаленности в пространстве. В недавно опубликованной работе [5] приводится пример успешного исследования, осуществленного совместными усилиями государственного и федерального агентств, партнерского промышленного предприятия, государственной лаборатории, одного университета и двух независимых консалтинговых компаний. Все эти организации были объединены в **виртуальное предприятие**, единую рабочую среду, в рамках которой специалисты каждый день взаимодействовали посредством сети Интернет.

Тем не менее, несмотря на примеры такого рода, сама по себе удаленность участников группы друг от друга не облегчает интеграцию. Чаще всего именно так самые сдержанные профессионалы мотивируют свое желание работать независимо. Когда других альтернатив нет и члены группы оказываются удаленными друг от друга, руководитель проекта должен контролировать ситуацию, так как эта проблема ставит под угрозу успешное осуществление исследования.

И наконец, проблемы в области интеграции могут возникнуть вследствие **особенностей** баз данных, используемых различными группами специалистов, а также вследствие ограниченной совместимости используемого программного обеспечения. Во многих случаях геофизики, геологи, петрофизики и инженеры-разработчики используют различные программные средства и не имеют общей базы данных. Эта тема станет предметом обсуждения главы 2.

1.8. Роль руководителя проекта

Во главе комплексного исследования коллекторских свойств продуктивного пласта должен стоять руководитель проекта. В общем, цель руководителя проекта заключается в том, чтобы успешно реализовать задачи исследования в установленные сроки и в рамках выделенного бюджета. Эту цель можно конкретизировать, выделив несколько сфер ответственности руководителя проекта: условия работы, эффективность группы, планирование бюджета и составление отчетов,

распределение полномочий, взаимодействие с руководителями более высокого уровня и так далее. Однако, если речь идет именно об интеграции, можно выделить несколько непосредственных обязанностей руководителя проекта, роль которого в этом случае особенно велика:

- Определить общие цели проекта, выделив те стадии работы, которые необходимы для достижения запланированных результатов.
- Распределить людские и технические ресурсы в соответствии с выделенными приоритетами.
- Гарантировать корректное объединение различных источников информации.
- Удостовериться, что в рамках каждой из дисциплин применяется соответствующий уровень технологий, с тем чтобы избежать использования дорогих методик, требующих значительных временных затрат, для решения второстепенных задач.
- Убедиться в том, что такие факторы, как проблемы во взаимодействии между членами группы, расстояние и ограниченная совместимость различных программных средств, оказывают минимальное воздействие на реализацию проекта.

Невозможно переоценить значимость роли руководителя проекта. Нередко проекты оказываются неудачными вследствие плохого управления, при этом во многих случаях причиной тому является отсутствие понимания руководителем всех аспектов комплексного исследования. Типичными являются примеры исследований, проводимых под руководством специалиста, имеющего обширные знания и опыт в какой-либо одной из применяемых дисциплин, но плохо знающего другие. Иногда, например, когда руководителем проекта является инженер-разработчик, целостность и точность геологической модели отходит на второй план, так как все усилия направляются на адаптацию модели на стадии гидродинамического моделирования пласта. Такой подход не только опасен с технической точки зрения, но также может вызвать недовольство у геологов, которые старательно пытались создать как можно более точную картину продуктивного пласта. И наоборот, когда проектом руководит геолог или геофизик, основная часть ресурсов может быть направлена на *статическую* часть исследования, при этом очень часто слишком мало внимания уделяется динамике добычи на данном месторождении и той потенциально большой части информации, которую можно получить при анализе динамических данных.

По этим причинам руководитель проекта должен хорошо представлять себе содержание всех стадий проекта и умело распределять имеющиеся ресурсы в зависимости от вида исследования и его задач.

Он должен уметь отличить разумное применение высоких технологий от неоправданного во всех науках, задействованных в проекте, однако при этом он не обязан (да и в принципе не может) быть в курсе всех деталей.

И самое главное — ему необходимо стремиться к высокой степени интеграции внутри группы. Он должен видеть все преимущества, которых позволяет достичь интеграция, однако он также должен иметь представление обо всех проблемах, с которыми он может столкнуться во время работы, пытаясь объединить сотрудников и технические средства.

В любом случае, если мы признаем, что интеграция имеет решающее значение для проведения высококачественных исследований коллекторских свойств пласта, тогда руководитель проекта непосредственно отвечает за ее осуществление.

Не существует единственно верного способа руководства комплексными исследованиями. Однако, если основываться на принципах системного мышления, **целостный** подход руководителя проекта позволит гарантировать успех процесса интеграции.

Литература

[1] Webster's. Third New International Dictionary (1981). Merriam Webster Inc.

[2] Senge P. M. (1990). The Fifth Discipline. Doubleday.

[3] Haldorsen H. H. (1986). Simulator parameter assignment and the problem of scale in re-servoir engineering. *In:* Reservoir Characterization. Academic Press.

[4] Saleri N. G. (1998). Re-Engineering Simulation: Managing complexity and complexification in reservoir projects. SPE-REE, Febr.

[5] Withney E. M., Brickey M. R., Coombs S. E., Duda C. A., Duda V. K. Integrated reservoir management for the long term — The Carpinteria offshore field. SPE paper 38284.

Глава 2

Интегрированная база данных

2.1. Определения

В этой главе речь пойдет о создании и управлении интегрированной базой данных в рамках изучения коллекторских свойств пласта. Перед началом обсуждения имеет смысл привести определения нескольких базовых понятий, которые будут широко применяться в данном тексте.

- **Интегрированная база данных** — это система хранения данных, которая позволяет хранить, искать и обмениваться данными разведки и добычи в управляемой и безопасной среде.
- **Хранилище данных** можно определить как объединенный, долговременный и изменяющийся со временем набор данных, предназначенный для нужд управления. С этой точки зрения подразумевается ограниченная степень взаимодействия с конечным пользователем (в данном случае геологом или геофизиком).
- **Управление данными** — это процесс сохранения, структурирования, поиска и предоставления информации из базы или хранилища данных.

Также следует упомянуть о том, что в этом тексте термины **данные** и **информация** в большинстве случаев будут использоваться как взаимозаменяемые, хотя на самом деле между ними существуют отношения (данные *образуют* информацию).

2.2. Проблема интегрированной базы данных

Интегрированная база данных — это один из ключевых элементов комплексного изучения коллекторских свойств пласта. Доступность высококачественных данных, как статических, так и динамических, а также быстрота доступа к этим данным всегда являются непременным условием успешного протекания процесса изучения пласта.

К сожалению, в большинстве случаев состояние базы данных на момент начала работы часто оставляет желать лучшего. Опытным геологам или инженерам-разработчикам хорошо знакома эта проблема: данные часто оказываются разбросанными по разным местам, и доступ к ним осуществляется при помощи

различного программного обеспечения. Иногда данные дублируются, и мы не знаем, **какую** из версий следует использовать. Кроме того, нередки случаи, когда некоторая, а порой и большая часть информации не переводится своевременно в цифровой формат (либо этот перенос осуществляется некорректно), вследствие чего перед началом работы приходится выполнять утомительную и однообразную работу по оцифровке информации. Во многих случаях даже та информация, которая имеется в базе данных, оказывается плохого качества, труднодоступной, а иногда частично или полностью испорченной. В худшем случае данные просто теряются.

В одних случаях эта проблема оказывается более, а в других менее важной, это зависит от количества обрабатываемой информации, ее актуальности и эффективности принятой в данной компании политики создания хранилищ данных. Также нередко бывает трудно обнаружить эту проблему и оценить степень ее серьезности a priori, то есть до начала работы. Тем не менее, даже небольшое количество информации, имеющееся по данной проблеме, производит впечатление: согласно данным отчетов, геологи и инженеры-разработчики тратят от 50 до 80 % своего времени на поиск данных и только от 15 до 30 % на их интерпретацию, которой они собственно и призваны заниматься. На рис. 2.1 эти результаты представлены в графической форме [1]. Если перевести эти затраты в денежный эквивалент, то мы увидим, что большая часть нашего бюджета тратится на то, что мы, возможно, не учли изначально: управление данными.

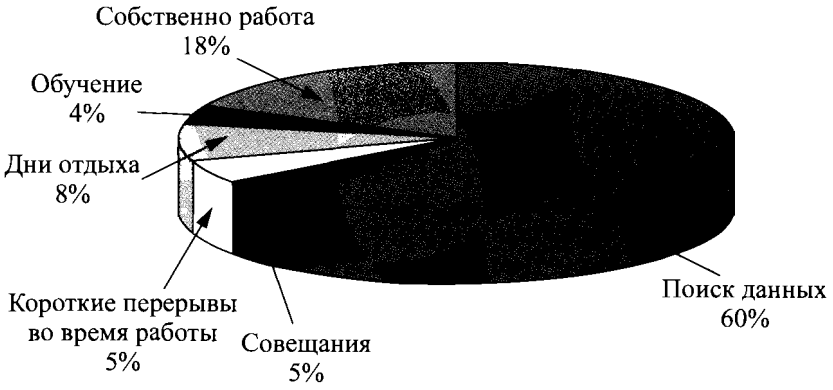


Рис. 2.1. Рабочее время инженера-разработчика

Это объясняется тем фактом, что база данных нередко оказывается источником **проблем** в ходе работы над проектом. Комплексное изучение всегда начинается со сбора всей доступной информации из существующих баз данных по каждой специальности других источников, однако этот процесс может оказаться очень долгим и трудным, а также оказать значительное влияние на общее планирование работы. Довольно часто возникают задержки в осуществлении проекта, связанные с непредвиденно большим объемом трудовых затрат на создание полной и надежной базы данных.

В следующих пунктах мы увидим, как обычно бывают организованы данные в нефтяных компаниях, а также подробнее остановимся на некоторых характеристиках нашего главного объекта — проектной базы данных.

2.3. Три уровня баз данных

Ранее управление данными не рассматривалось руководством нефтяных компаний в ряду приоритетных проблем. К тому же, тогда эта задача была гораздо более легкой, чем сейчас. Данные, как правило, хранились в центральном архиве в единственном экземпляре (оригинале) как, например, каротажные диаграммы. Геологи просто брали оригинал и использовали его вплоть до завершения своей работы; затем результаты их интерпретации фиксировались, например, в виде плана структуры пласта и применялись далее по ходу изучения.

В настоящее время ситуация стала гораздо сложнее. С одной стороны, большие объемы накопленных за последние годы пластовых данных, в особенности это касается данных трехмерной сейсморазведки, требуют значительных объёмов памяти и эффективных поисковых систем. С другой стороны, такие недавно появившиеся явления, как группы, состоящие из специалистов различного профиля, или концепция управление ресурсами, требуют нового подхода к управлению данными. Если раньше каждая группа специалистов пользовалась отдельным программным обеспечением для хранения данных, теперь возникла необходимость в том, чтобы этой информацией можно было обмениваться со специалистами из других групп, работающих над той же проблемой.

Однако большинство компаний столкнулось с проблемами при реорганизации системы управления данными, и в большинстве случаев для хранения данных пришлось применять гибридные решения. Эти решения, зачастую непонятные для пользователей, привели к резкому увеличению количества данных. У многих специалистов сложилось мнение, что данные оказались разбросанными в различных местах, от персональных компьютеров сотрудников до удаленных и нередко недоступных центральных систем архивации данных. Пользователи не имели понятия о качестве этих данных, зачастую не могли отличить копии от оригинала и поэтому стремились создавать свои собственные базы данных, которым они могли доверять. Это явление впервые стало наблюдаться в конце восьмидесятых с распространением персональных компьютеров и электронных таблиц, и сегодня такие случаи не являются редкостью.

В начале этого десятилетия руководители нефтяных компаний наконец осознали, что управление данными является задачей первостепенной важности, и начали создавать новые, более эффективные хранилища данных, а компании-поставщики сделали доступным новое интегрированное программное обеспечение для обработки и хранения данных.

На сегодняшний день в нефтяных компаниях принято объединять данные в базы данных трёх уровней (рис. 2.2, [2]):

- **Корпоративная база данных**. В ней хранятся официальные данные компании. Эти данные отличает высокое качество и низкие скорости изменения

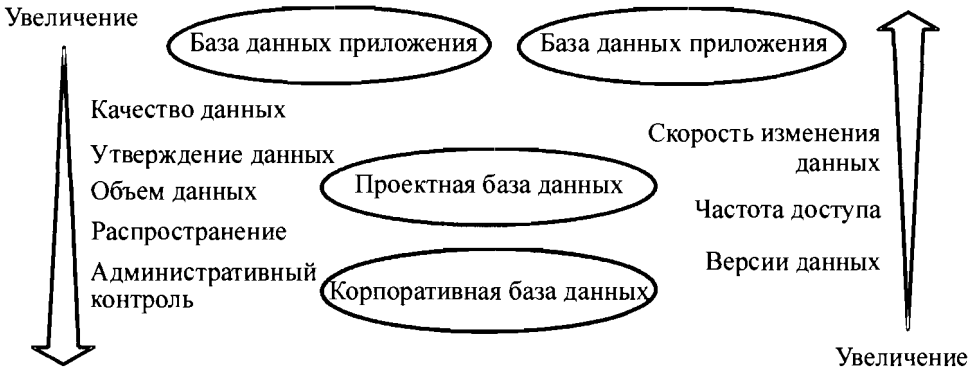


Рис. 2.2. Трехуровневая архитектура баз данных

(изменчивости). В корпоративной базе данных не создается никаких новых данных, и она не взаимодействует ни с какими приложениями, кроме входящих в неё утилит, используемых для поиска, выборки и экспорта данных. Данные предоставляются в формате, совместимом с проектной базой данных. Хотя доступ к этой базе может получить кто угодно, изменять ее содержимое имеет право только администратор. Она обычно размещается на центральном сервере и характеризуется большим количеством средств управления и контроля.

- **Проектная база данных**. Она содержит информацию, относящуюся к определённому проекту или ресурсу. В её состав входят данные, заимствованные из корпоративной базы данных, а доступ к ней осуществляется при помощи программного обеспечения различных производителей. Ее размеры могут сильно различаться — от нескольких до многих тысяч скважин, также она может содержать в себе различные версии одних и тех же данных. Все специалисты, входящие в проектную группу, могут получать доступ к данным и изменять их, поэтому показатель изменчивости является высоким. На каждой последующей стадии в процессе обработки информации в базу добавляются новые данные. По завершении проекта обработанные данные возвращаются в корпоративную базу данных в качестве эталона.

- **База данных приложения**. Она содержит данные, относящиеся к одному приложению. Обычно к ней имеет доступ только тот специалист, который работает с данным приложением, поэтому содержащаяся в ней информация изменяется достаточно быстро. Также возникают проблемы с экспортом информации в другие базы данных уровня приложения, если используется программное обеспечение различных производителей, кроме тех случаев, когда доступны специальные дополнительные программы. Когда обработка данных завершена, данные сохраняются в проектной базе данных.

Поскольку концепции управления в сфере разведки и добычи претерпевают быстрые изменения, можно предположить, что в будущем появятся упрощённые

альтернативы описанной выше трехуровневой архитектуре. Так, например, база данных приложения может в скором времени исчезнуть, так как производители программного обеспечения уже близки к переходу на отраслевые стандарты, которые должны повысить совместимость программных средств (см. пункт 2.5).

Ещё один уровень хранения данных, у которого может быть большое будущее, — это создание банков данных. За последние годы было предпринято несколько инициатив, объединяющих целый ряд компаний, направленных на создание многопользовательской системы хранения, позволяющей оперировать данными в заархивированном виде. Сохранение данных осуществляется третьими лицами, при этом информация рассматривается как деньги или ценные бумаги, поэтому доступ к ней может продаваться и покупаться. Главное преимущество подобной системы состоит в том, что она делает возможным быстрый поиск в режиме он-лайн любого вида информации, обладающей высокой ценностью.

В будущем привлечение третьих лиц к управлению данными должно позволить нефтяным компаниям уменьшить затраты и сосредоточиться на выполнении своих основных задач, и в этом случае система банков данных могла бы стать одним из самых интересных и жизнеспособных вариантов.

2.4. Проектная база данных

Проектная база данных фактически представляет собой основной интерфейс для ученого-геолога или геофизика. Именно на этом уровне происходит максимум работы и здесь же сохраняются конечные результаты обработки данных. Она формируется в начале работы над проектом посредством загрузки необходимых данных из корпоративной базы данных и обычно размещается на многопользовательском unix-сервере.

Создание проектной базы данных даёт много преимуществ по сравнению с доступом непосредственно к корпоративной базе данных: обеспечивает более высокую скорость доступа, поддерживает форматы, совместимые со стандартным набором приложений, применяемых в нефтяной сфере, а также позволяет создавать несколько версий данных.

Главная отличительная особенность проектной базы данных состоит в том, что она является (или, по крайней мере, должна быть) интегрированной. Это значит, что она содержит всю информацию, имеющую отношение к проводимому изучению, а также делает возможным доступ к данным из всех основных приложений, применяемых в различных дисциплинах. Изменения, сделанные каким-либо из приложений, сохраняются в базе данных и становятся доступными для других приложений.

Со структурной точки зрения типичная проектная база данных должна содержать 4 основных вида данных. Это окончательные данные, эталонные данные, проектные данные и личные данные. Каждый из видов может описываться при помощи таких атрибутов, как надёжность, группа пользователей и срок жизни (см. таблицу 2.1, [3]).

Таблица 2.1. Виды данных в проектной базе данных

	Надежность	**Пользователи**	**Срок жизни**	**Пример**
Окончательные данные	Высокая	Большое количество	Навсегда	Каротажные диаграммы
Эталонные данные	Средняя	Среднее количество	Средний	Официальные карты
Проектные данные	Низкая	Малое количество	Короткий	Рабочая карта
Личные файлы	—	Индивидуально	Неопределенный	Привилегированные файлы

На практике интегрированная база данных должна содержать следующую исходную информацию:

- данные о лицензионном соглашении и общие сведения о месторождении;
- данные о скважине (номер, координаты, RT, данные инклинометрии ...);
- каротажные диаграммы в обсаженной скважине и открытом стволе;
- сейсмические данные (2D- и 3D-сейсмопрофили, навигационные данные, данные вертикального сейсмического профилирования ВСП);
- данные заканчивания (интервалы перфорации, ремонтные работы ...);
- данные добычи и закачки.

Вероятно, что этот список не является исчерпывающим, так как проект изучения коллекторских свойств пласта может включать в себя удивительно большое количество данных различных видов, однако этот список дает представление об информации, доступной в большинстве случаев, которая всегда должна присутствовать в проектной базе данных. Естественно, что помимо исходных данных в проектной базе также будут содержаться результаты различных стадий интерпретации (количественная интерпретация ГИС, карты и поверхности...).

На рисунке 2.3 показана упрощенная структура проектной базы данных и ее связь с корпоративной базой данных.

Важно подчеркнуть, что в проектной базе данных должны содержаться не только геологические и геофизические данные, как это часто бывает, но также данные добычи и заканчивания скважин. Трудно переоценить важность этой концепции. Фактически в ходе проведения комплексного изучения коллекторских свойств пласта геологическая модель коллектора циклически обновляется, привнося изменения и в гидродинамическую модель. Так, например, если изменяется устье скважины, то это может оказать воздействие на базу данных добычи, потому что вследствие новой интерпретации перфорированный интервал может оказаться частично или полностью в другом пласте. Это, в свою очередь, требует перераспределения объемов добычи в соответствии с изменением в геологической модели (см. пункт 6.5.1). В интегрированной среде эти изменения прозрачны

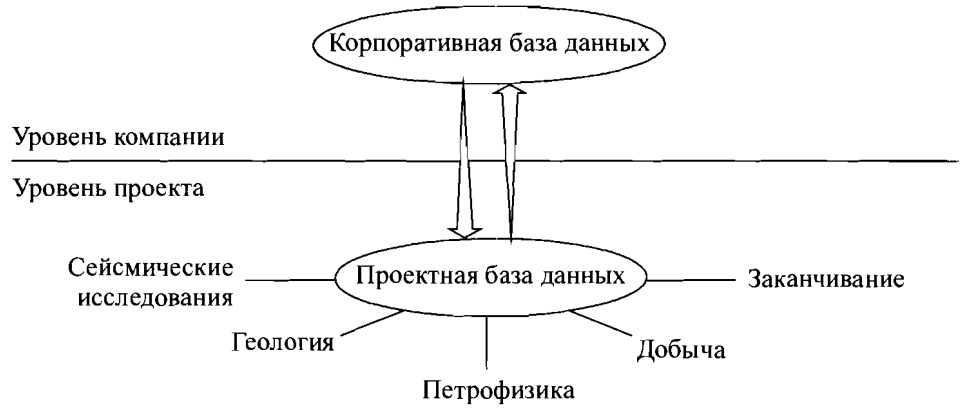


Рис. 2.3. Идеальная структура проектной базы данных

для пользователя, однако если гидродинамические данные недостаточно тесно связаны с проектной базой данных, инженеру придется использовать какое-либо дополнительное программное обеспечение, чтобы последовательно обновить историю добычи на каждом объекте.

К сожалению (см. об этом в пункте 2.6), такой тесной интеграции статических и динамических данных пока не существует. Хоть разработчики программного обеспечения и начинают предлагать полностью интегрированные решения, в реальной практике такие программные средства будут ещё недостаточно эффективными в течение, по крайней мере, нескольких лет. Поэтому пока ученым, работающим в этой области, придётся полагаться на взаимодополняющее использование различных приложений.

Другим важным моментом касательно проектной базы данных является то, что она должна содержать по возможности всю информацию, относящуюся к данной работе. Практически это сложно осуществить, потому что часть данных всегда отсутствует, возможно, хотя бы потому, что мы не знаем о её существовании, в особенности когда речь идёт о больших или старых месторождениях. Однако успех любого проекта зависит от полноты и наполнения базы данных, а следовательно, этому вопросу нужно уделить максимум внимания.

Другой аспект наполняемости базы данных имеет отношение только к некоторым специфическим видам данных, которые по своей природе мало пригодны для хранения в цифровом формате и не связаны непосредственно с данными, содержащимися в проектной базе данных: проведенные ранее исследования и отчеты, информация о специальных анализах керна и PVT пластовых флюидов и т. д. Это означает, что компьютерная база данных должна быть интегрирована с физической базой данных, включающей в себя всю ту информацию, которая не может быть оцифрована.

Важность полноты базы данных становится очевидной на простом примере скважин-дублеров (бурение боковых стволов, перебуривание, повторное вскрытие...). Такие скважины были пробурены на различных стадиях разработки месторождения из-за технических проблем, возникших с первоначальным стволом,

или по каким-либо иным причинам. Очень часто геологи не обращают внимания на эту информацию, в особенности когда она недоступна сразу, и ее местонахождение нелегко определить, просто потому, что она не добавляет ничего нового к существующей геологической или петрофизической модели коллектора. Однако эти скважины-дублеры иногда оказываются источником бесценной информации об изменениях насыщенности коллектора, которая может быть использована при анализе распределения флюидов и при мониторинге месторождения (пункт 6.5).

2.5. Управление проектной базой данных

Проектная база данных не просто создается в начале работы и переносится в корпоративную базу данных по завершении работы. Это важная часть проекта, которая изменяется и развивается вместе с самим проектом и поэтому нуждается в непрерывном управлении.

Управление проектной базой данных является одной из важных задач комплексного изучения пласта. Опыт показывает, что многие проблемные моменты в изучении коллекторских свойств пласта связаны с качеством и полнотой этой базы данных. С этой точки зрения наличие менеджера проектной базы данных позволяет свести к минимуму количество препятствий в ходе работы.

В сферу ответственности менеджера проектной базы данных входит ввод в систему всей имеющей отношение к проекту информации, обеспечение легкого доступа к этой информации для остальных членов группы, своевременное обновление данных, а также модернизация аппаратных средств и программного обеспечения (однако он не отвечает за качество информации, которое обязаны обеспечить члены команды).

Кроме того, он отвечает за безопасность этой базы данных и должен предоставить права доступа к ней лишь узкому кругу специалистов. Менеджер базы данных также должен убедиться, что для всех участников проекта создано единое рабочее пространство; это позволяет предотвратить появление большого количества личных каталогов, приводящее к увеличению объёма данных и их дублированию.

Большой проект, несомненно, предполагает наличие менеджера базы данных, приписанного к рабочей группе. Это может быть специалист в области информационных технологий, но в то же время он должен иметь представление о различных стадиях изучения коллекторских свойств пласта и понимать значение тех или иных групп данных и их взаимосвязь.

Другим важным моментом в управлении базой данных является контроль за ее жизненным циклом. При осуществлении реальных проектов прослеживается явная тенденция к фиксации всей информации в проектной базе данных до завершения изучения. Однако продолжительность жизни многих проектов составляет несколько лет, а иногда, если данный объект имеет важное значение, доизучение может проводиться почти постоянно. В связи с этим возникает проблема, потому что ценные данные, полученные в ходе работы, оказываются заблокированными в проектной базе данных, так что доступ к ним имеют только те члены группы,

которые проводили эту работу. В то же время в корпоративной базе данных, из которой были заимствованы исходные данные, информация устаревает. Другими словами, чем больше продолжительность жизни проекта, тем более устаревает информация, положенная в его основу. Поэтому менеджер базы данных должен регулярно переносить в корпоративную базу данных ту часть информации, которую можно считать окончательным результатом некоторой значительной стадии проекта. Например, это может быть серия обработанных каротажных диаграмм и их количественная интерпретация по завершении петрофизического анализа или окончательные геологические карты, когда адаптация модели гидродинамических свойств пласта успешно завершена.

Заключительный перенос результатов работы в корпоративную базу данных может рассматриваться как завершение работы данной базы данных. Этот аспект интегрированной работы, который часто остается без внимания, требует участия всей рабочей группы, в особенности это касается фазы сокращения объема данных. По некоторым оценкам, по завершении проекта порядка 95 % информации, содержащейся в базе данных, может быть отбраковано. Что касается видов данных, обозначенных в таблице 2.1, необходимо удалить все личные файлы, за исключением тех, которые были соответствующим образом обработаны, в то время как окончательные проектные данные следует рекомендовать к использованию в качестве утвержденных. Все рабочие версии должны быть удалены, так как нельзя допускать дублирования утвержденных данных. Все специалисты, принимавшие участие в работе, должны чётко объяснить менеджеру базы данных, какие данные должны быть перенесены в корпоративную базу данных как достоверные и окончательные.

2.6. Интеграция программного обеспечения

Если речь идёт о комплексном изучении, объединенная группа специалистов нуждается в единых программных средствах. Создание такой программной среды является главной задачей разработчиков программного обеспечения для нефтяной отрасли на протяжении последних нескольких лет, и следует отметить, что достижения в этом направлении весьма значительны, если сравнить, как мы работаем в настоящее время и как мы работали десять лет назад.

Открытое программное обеспечение и интегрированные приложения уже стали привычным элементом нашего рабочего стола. Однако еще не все проблемы решены. Эти единые программные средства изначально разрабатывались для геолого-геофизических работ, и поэтому они способны сравнительно неплохо объединять все те дисциплины, которые относятся к геологической части комплексного изучения. Как уже отмечалось выше, когда речь заходит об объединении гидродинамических данных, ситуация выглядит гораздо менее обнадеживающе. Вдобавок к этому, хотя эти средства сами по себе обеспечивают достаточно высокий уровень интеграции данных, друг с другом они интегрированы гораздо слабее. Поэтому с точки зрения пользователя становится очень сложно переносить данные из одного приложения в другое, не прибегая к переформатированию соответствующих файлов.

В настоящее время мы можем говорить о **слабой степени интеграции** [4]. Перенос данных из одного приложения в другое приходится осуществлять при помощи специальных решений, которые обычно предполагают наличие некоторого программного интерфейса. Слабая степень интеграции сегодня наблюдается не только между приложениями различных производителей, но и между одной интегрированной средой и другими приложениями (как программы собственного производства, так и программное обеспечение сторонних разработчиков), которые выполняют задачи, не доступные в данной среде. Примером слабой степени интеграции может служить использование геостатистического программного пакета, внешнего по отношению к рабочей платформе, когда возникает необходимость извлечения данных из проектной базы данных и форматирования их при помощи какого-либо программного обеспечения, с тем чтобы их можно было импортировать в этот геостатистический программный пакет. К аналогичной процедуре приходится прибегать и для того, чтобы экспортировать обработанные данные обратно в базу данных. Те геологи, которым уже приходилось осуществлять подобные перемещения данных, знают, насколько неудобной и трудоемкой может быть такая простая операция.

Слабая степень интеграции проявляется в том, что данные хранятся в различных базах данных, доступ к которым осуществляется при помощи различных программных средств. Операции по импорту и экспорту данных являются непременным условием реализации комплексного изучения. В настоящее время подавляющее большинство членов групп, занимающихся изучением продуктивных пластов в нефтяных и консалтинговых компаниях, работает в условиях слабой интеграции программного обеспечения, в то время как существуют лишь отдельные островки надлежащей интеграции.

Высокая степень интеграции может быть определена от противного. Высокая степень интеграции предполагает сосуществование большого числа приложений и возможность свободного обмена данными без каких-либо преобразований, вне зависимости от того, какие задачи выполняет данное программное средство и какой компанией оно разработано. Ситуация, изображенная на рис. 2.3, представляет собой пример программной среды с высокой степенью интеграции.

В идеале высокая степень интеграции программного обеспечения предполагает создание единственной базы данных, к которой возможен доступ из всех используемых приложений. Осознание этой проблемы привело к созданию в начале прошлого десятилетия нескольких инициатив, объединяющих целый ряд компаний. Petrotechnical Open Software Corporation (POSC) и Public Petroleum Data Model (PPDM) являют собой примеры некоммерческих организаций, спонсируемых международными нефтяными компаниями и производителями программного обеспечения, нацеленных на создание единой модели хранения данных для нефтяной промышленности.

Однако эти инициативы не дали ожидаемых результатов из-за коммерческих конфликтов, возникших среди участников, и на сегодняшний день идея универсальной рабочей среды по-прежнему остаётся мечтой.

В настоящее время большинству нефтяных и сервисных компаний приходится мириться с необходимостью иметь дело с различными и ограниченно совместимыми системами как с неизбежным злом. В связи с этим за последние годы появились 2 тенденции:

- Применение программного комплекса какого-либо одного производителя, включающего в себя целую серию интегрированных приложений для комплексного моделирования продуктивного пласта [SEM (Shared Earth Model)]. Такие программные пакеты отличаются высокой степенью интеграции внутри данной системы, однако отдельные приложения не обязательно являются лучшими из доступных на рынке, а взаимодействие с другими, внешними, системами при этом затруднено.
- Использование лучших из имеющихся на рынке приложений, не объединенных в единую среду. В данном случае проблема заключается в создании жизнеспособной системы взаимодействия между различными базами данных посредством стандартных интерфейсов. Недавние проекты, объединяющие несколько компаний, такие как OPENSPIRIT, представляют собой попытку решить эти проблемы.

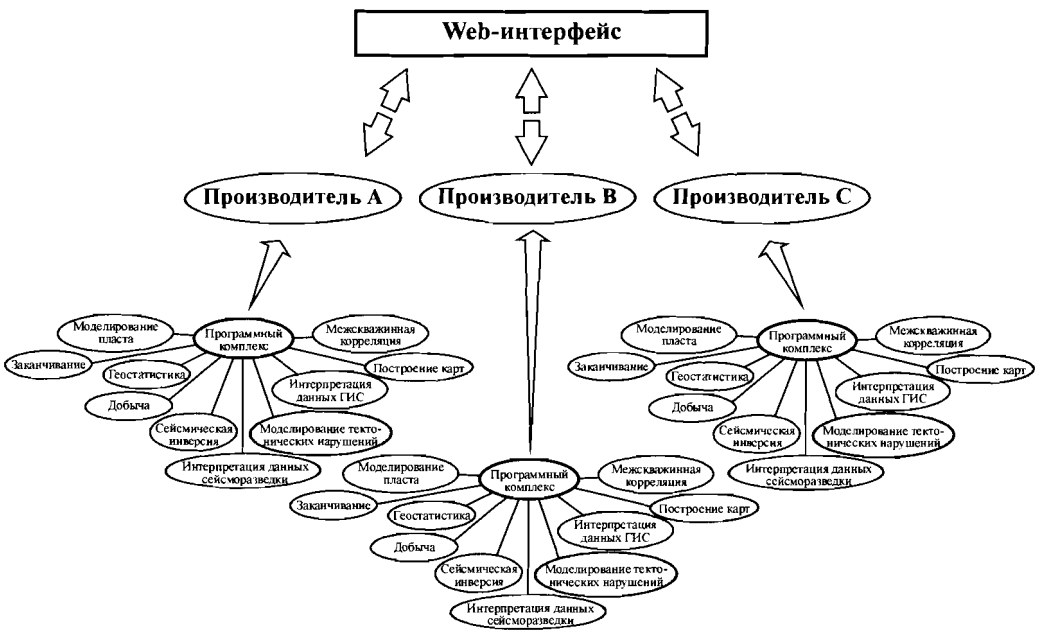


Рис. 2.4. Взаимодействие между различными SEM-моделями посредством глобальной сети

Проблема ограниченной функциональной совместимости различных систем продолжает оставаться в центре внимания как нефтяных компаний, так и сервисных. При этом рассматриваются новые перспективы, одна из самых многообе-

щающих предполагает возможность связи различных интегрированных приложений для комплексного моделирования и баз данных посредством сети Интернет (рис. 2.4). Такие перспективы могут оказать значительное влияние на способы проведения комплексных изучений в будущем.

Однако окончательное решение проблемы совместимости программного обеспечения — дело будущего. Пока же задача руководителя проекта состоит в том, чтобы уделить данному вопросу должное внимание и убедиться, что из-за проблем с совместимостью не происходит потерь времени и ресурсов.

Литература

[1] Lesslar P.C., Van der Berg F.G. Managing data assets to improve business performance. SPE paper 39728.

[2] Managing oilfield data management. Oilfield Review, June 1994.

[3] Wild J. (1995). Integrating People: Realising the value of Systems and Data. EXPRO Transactions.

[4] Sidney S. (1997). Defining the relationship between integration and data management. Hart's Oil and Gas World, May.

Глава 3

Комплексная геологическая модель

Создание геологической модели пласта является одной из самых важных стадий в процессе изучения коллекторских свойств как в плане объема работы, так и в плане влияния на конечные результаты.

Важность вклада достоверной геологической модели в вопрос общей надежности понимания свойств пласта постоянно подчеркивается в научной литературе; при этом давно известно, что статическое описание продуктивного пласта, принимая во внимание как его геометрию, так и его петрофизические свойства, является одним из наиболее значимых факторов, позволяющих определить динамику изменения добычи на месторождении.

Необходимо подчеркнуть, что в большинстве работ такое отношение между статическим описанием и продуктивностью месторождения применяется для определения степени точности геологической модели, тогда как для улучшения самой этой модели данная динамическая информация используется недостаточно.

Другими словами, геологическое моделирование часто проводится с опорой только на статическую информацию, то есть на сейсмические и каротажные данные, данные кернового анализа; при этом динамическая информация применяется только для проверки достоверности этой модели и ее способности подтверждения добычи. Это можно было бы назвать *апостериорным* контролем.

Однако в той геологической модели, которая на самом деле является комплексной, динамическую информацию гораздо лучше использовать еще на входе, как *априорную* информацию. С практической точки зрения это означает, что все специалисты, занимающиеся изучением пласта, работая вместе в одной и той же проектной группе, вносят свой вклад в определение тех данных, которые считаются полезными при описании геолого-физических свойств горной породы. Таким образом, все доступные данные могут использоваться в ходе выполнения геологического моделирования, так что становится возможным построить такую модель, которая позволит учесть и статическую, и динамическую информацию. Данная модель будет более адекватной и с большей вероятностью сможет подтвердиться данными добычи.

Цель этой главы состоит как раз в том, чтобы выделить некоторые из аспектов интеграции типичного процесса создания геологической модели и обсудить, как, с практической точки зрения, динамическая информация может использоваться для улучшения качества статического описания коллектора.

Эта глава разделена на четыре самостоятельные части, каждая из которых описывает в деталях определенную стадию проекта изучения коллекторских свойств пласта:

- **Структурная модель**. В этом разделе мы будем обсуждать, как можно использовать различные виды имеющейся информации (интерпретацию данных сейсморазведки, геологические и скважинные данные) для создания структурной карты кровли пласта и соответствующей модели распределения тектонических нарушений. Также речь пойдет о неопределенности, возникающей на данной стадии, а также о некоторых проблемах трехмерного геологического моделирования.
- **Стратиграфическая модель**. Начиная с краткого представления принципов и областей применения сиквенс-стратиграфии, мы опишем, как можно провести внутрипластовую корреляцию. Также мы обсудим совместное использование других методов, которые могут уточнить стратиграфическую модель или подтвердить ее правильность. И наконец, мы рассмотрим некоторые вопросы, связанные с построением трехмерной стратиграфической сетки.
- **Литологическая модель**. Это важная (хотя и не обязательная) стадия процесса. Здесь мы обсудим преимущества деления пласта на некоторое количество основных фаций и определим их свойства. В последнем разделе мы обсудим некоторые из применяемых вероятностных (стохастических) методов, позволяющих получить детальную трехмерную модель распределения фаций, а также затронем вопросы, связанные с оценкой неопределенности.
- **Неоднородность коллектора**. В этом разделе мы проанализируем наличие, распространение и влияние неоднородностей, присутствующих в продуктивном пласте. Мы предложим схему классификации в зависимости от масштаба и опишем влияние различных видов неоднородностей на движение флюидов в пласте. В завершение мы продемонстрируем применение и объединение различных источников статических, квазистатических и динамических данных при определении неоднородностей пласта.

3.1. Структурная модель

Построение структурной модели продуктивного пласта предполагает одновременную работу по созданию карты кровли залежи углеводородов и выявлению тектонических нарушений, оказывающих влияние на данный пласт.

Традиционно эта стадия изучения является областью геофизики. Данные сейсморазведки являются фактически единственным средством, позволяющим напрямую получить представление о структуре пласта и, основываясь на этих данных, создать геометрическую модель. Хотя другие методы также могут дать полезную информацию о строении изучаемого пласта (например, региональные тектонические исследования), нет сомнения в том, что 2D или 3D геофизические

исследования до сих пор в большинстве случаев являются главным источником информации о пласте в масштабе месторождения.

Этот раздел поделен на 4 основные части. В первых двух из них речь идет об определении структуры пласта и выявлении тектонических нарушений, чаще всего основываясь на данных сейсморазведки и скважинных данных. Далее обсуждается проблема неопределенности, возникающей на этой стадии, а в последней части рассматриваются некоторые вопросы, связанные с созданием трехмерных геологических моделей пластов.

3.1.1. Определение строения пласта

Определение строения пласта сводится к общему описанию геометрической структуры ловушки для углеводородов. Здесь мы обратимся к определению границ пласта, главным образом к структурной карте кровли продуктивного пласта, тогда как описание особенностей внутреннего строения будет рассматриваться в связи со стратиграфической моделью коллектора, которая будет подробно обсуждаться в пункте 3.2.

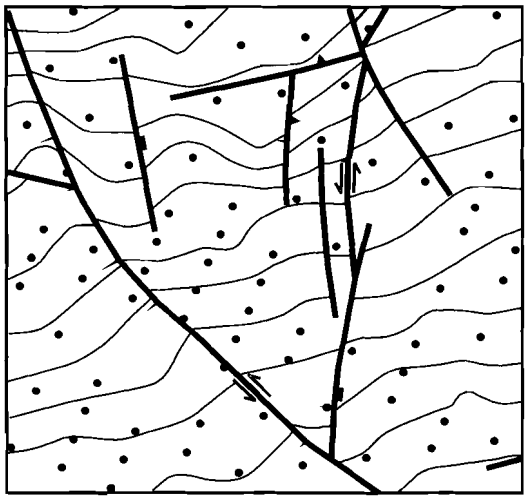


Рис. 3.1. Структурная карта кровли пласта с расстоянием между скважинами в 150 м

В большинстве случаев структурная карта кровли пласта составляется на основании данных двух- или трехмерной сейсморазведки после суммирования. Интерпретатор коррелирует основные временные горизонты на определенном сейсмическом блоке и создает набор (x, y, t) данных, которые представляют собой двойное время пробега волны до коррелируемого горизонта. Затем по этим данным строится сетка, так что в результате получается временна́я карта структуры пласта.

На следующей стадии эта временна́я карта переводится в глубинную, с использованием скоростной модели вышележащих отложений. Существует

несколько подходов к переводу времени в глубину, при этом выбор оптимального метода осуществляется в зависимости от имеющихся в наличии данных и сложности геологических условий. Мы предлагаем читателям, желающим подробнее ознакомиться с данным вопросом, обратиться к специальной литературе.

В некоторых случаях данные сейсморазведки отсутствуют, либо их качество оказывается слишком низким, что делает невозможным получение достоверной картины. Такое случается, например, на тех месторождениях, где наличие поверхностной инфраструктуры мешает проведению сейсморазведки и вызывает помехи в регистрируемых данных. Получение данных плохого качества также может быть связано с присутствием газа в вышезалегающих отложениях или с наличием сильно отражающих поверхностей, расположенных выше интересующих горизонтов, которые снижают энергию сейсмических волн, проходящих в более глубокие слои.

В этих случаях структурную карту кровли продуктивного пласта приходится составлять, основываясь, по большей части или целиком, на скважинных данных. Это приводит к некоторой неопределенности в межскважинном пространстве, где информации недостает; наиболее остро эта проблема стоит при наличии малого числа скважин, как это бывает на недавно открытых месторождениях.

С другой стороны, когда доступно большое количество расположенных близко друг от друга скважин, пробуренных при уплотнении первоначальной сетки размещения скважин, карта кровли продуктивного пласта получается достаточно точной, так что даже наличие данных сейсморазведки почти ничего (или ничего) не добавляет к уже имеющейся картине.

На рисунке 3.1 показан пример месторождения, где скважины пробурены на расстоянии в среднем 150 метров друг от друга (маленькие точки на рисунке). Сейсмическая информация использовалась в этом случае только для того, чтобы определить схему распределения тектонических нарушений, тогда как сама структурная карта была успешно построена на основании только скважинных данных. Объединение скважинных и сейсмических данных было бы сопряжено с трудностями из-за проблем калибровки, причем в конечном итоге это не привело бы к сколько-нибудь существенному увеличению достоверности карты.

3.1.2. Моделирование тектонических нарушений

Возьмите оконное стекло и бросьте его на землю: вот так примерно выглядит мой пласт. Это описание живописно изображает структурную сложность некоторых пластов. Природа и в самом деле порой несправедлива к геологам и геофизикам. Пласты с большим количеством разломов вполне обычны, и, вероятно, многие из вас хотя бы однажды испытывали такое чувство, как при взгляде на *разбитое стекло*.

Структурная сложность пласта непосредственно влияет на стратегию разработки, а значит, и на затраты на освоение данного месторождения. Для извлечения одного и того же объема содержащейся в пласте нефти может потребоваться совершенно разное количество скважин, в крайних случаях — когда пласт является

непрерывным и когда он состоит из отдельных блоков. В сложных условиях, таких как в Северном море, когда затраты на бурение и заканчивание скважин могут быть чрезвычайно велики, возможность точно определить количество скважин, необходимое для разработки пласта, оказывает существенное влияние на стоимость разработки месторождения.

Когда речь идет о степени прерывистости пласта, необходимо уделить этой проблеме достаточное количество времени и ресурсов. Говоря о проблемах интеграции (глава 1), мы уже упоминали о том, как важно рассматривать каждый аспект комплексного изучения коллекторских свойств пласта с необходимой степенью точности и с привлечением соответствующих технологий. В тех случаях, когда месторождение изобилует тектоническими нарушениями и может состоять из большого количества отдельных блоков, изучению структурной модели всегда следует уделять максимум внимания.

В большинстве промысловых исследований нарушения структуры выявляются на основании трех видов информации, объединение которых в конечном счете позволяет определить особенности нарушений структуры изучаемого пласта.

- **Геологические признаки**. Суть данного метода состоит в определении предполагаемых разломов при несоответствии в схеме стратиграфической корреляции. Как правило, например, отбивки пласта оказываются либо слишком высоко, либо слишком низко относительно *предполагаемой* глубины, то есть глубины, которую пласт должен был бы иметь на основании геологического (геометрического) анализа. В прошлом, когда было невозможно провести полную трехмерную сейсмическую съемку, это был основной метод определения местонахождения разломов в пласте. В настоящее время разломы, выделяемые по геологическим признакам, легко определяются по 3D сейсморазведке, что привело к заметному уменьшению значимости этого метода для создания модели тектонических нарушений.

- **Скважинные признаки**. Разломы, пересеченные скважинами, в большинстве случаев определяются довольно легко. Известно, что отсутствующие части разреза могут быть связаны со сбросами, тогда как повторяющиеся части могут свидетельствовать о наличии взброса (рис. 3.2). Кроме того, некоторые из стандартных каротажных диаграмм могут свидетельствовать о наличии разлома, поскольку разломы часто являются аномальными областями по показаниям сопротивления и/или плотности. Показания наклономера также являются весьма полезными источниками сведений о существовании зоны разломов. Наконец, следует заметить, что при бурении вертикальных скважин вероятность пересечения разлома гораздо меньше по сравнению с горизонтальными, так как в подавляющем большинстве случаев разломы являются вертикальными и субвертикальными. Из этого следует, что данные по вертикальным скважинам едва ли можно использовать для построения модели тектонических нарушений, равно как и для сбора статистических

данных, которые можно было бы использовать при вероятностном подходе, потому что в данном случае информация будет непредставительной. Тем не менее, эти данные могут быть полезными для подтверждения сейсмической интерпретации в пределах скважины.

- **Сейсмические данные**. Сейсмическая информация на поверхности получается путем регистрации сейсмоприемниками отраженных волновых пакетов, полученных с помощью вибрационных или взрывных источников колебаний. Как известно, разломы могут быть обнаружены вследствие прерывистости сейсмических отражающих границ, сразу после соответствующей обработки, направленной на уменьшение помех и определение их расположения в пространстве (сдвиг).

Сейсмические данные являются основной информацией для построения модели тектонических нарушений в пласте, так как они обеспечивают полное покрытие исследуемой области. С практической точки зрения, массив сейсмических данных загружается в программный комплекс, где и осуществляется их интерпретация по временным сейсмическим разрезам и пластам. Также может использоваться множество сейсмических атрибутов (амплитуда, угол падения, азимут...), что позволяет интерпретатору в полной мере использовать тот огромный объем информации, который заключают в себе сейсмические данные. При наличии качественных данных 3D сейсморазведки обычно можно получить вполне точное описание структуры пласта.

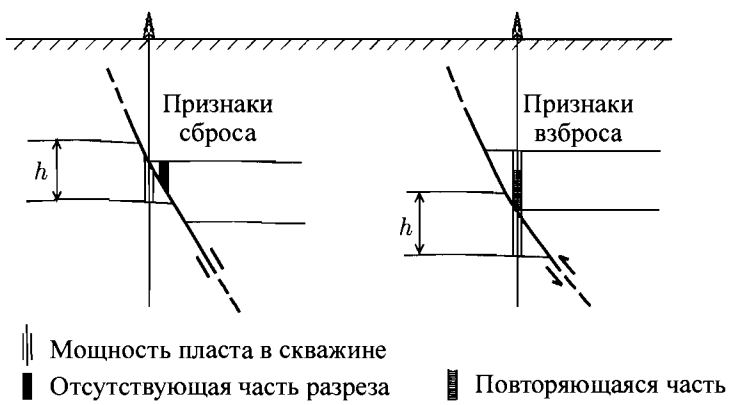


Рис. 3.2. Признаки сброса и взброса в скважине

3.1.2.1. Точность модели тектонических нарушений

Продуктивные пласты имеют тенденцию к усложнению в течение времени жизни месторождения. Этот парадокс становится очевидным при сопоставлении различных структурных карт, составленных в разное время. В большинстве случаев чем новее карта, тем сложнее структура.

Это является очевидным последствием увеличения степени детализации, вследствие применения новейших технологий регистрации и обработки данных. Фактически, как уже упоминалось в главе 1, наличие мощных средств обработки данных позволяет геофизику значительно увеличить степень детализации интерпретации настолько, что во многих случаях описание получается таким подробным, что возникают сложности с его переносом при создании гидродинамической модели (рис. 1.5). Мелкомасштабные структурные особенности могут представлять собой ненужные подробности, которые не следует отражать на структурной карте, передаваемой инженеру.

Какова же тогда интересующая нас степень детализации? В рамках комплексного изучения коллекторских свойств пласта нас главным образом интересует выявление тех особенностей структуры, **которые оказывают влияние на движение флюидов**.

Так, например, разломы, которые более чем наполовину меньше среднего расстояния между скважинами, вероятно, будут оказывать незначительное влияние на динамику добычи (рис. 3.3, слева). Аналогично, разломы меньшей длины, чем размеры ячейки гидродинамической модели пласта, не могут быть явно представлены на этой модели, поэтому их присутствие на структурной карте оставляет два варианта для инженера: либо самостоятельно убрать эти тектонические нарушения, либо увеличить их как минимум до размера стандартной ячейки сетки. Эта ситуация также представлена на рис. 3.3 (справа): если более длинный разлом F1 может быть изображен на сетке гидродинамической модели пласта в виде дискретной черты, то небольшие разломы, подобные F2 и F3, отобразить невозможно.

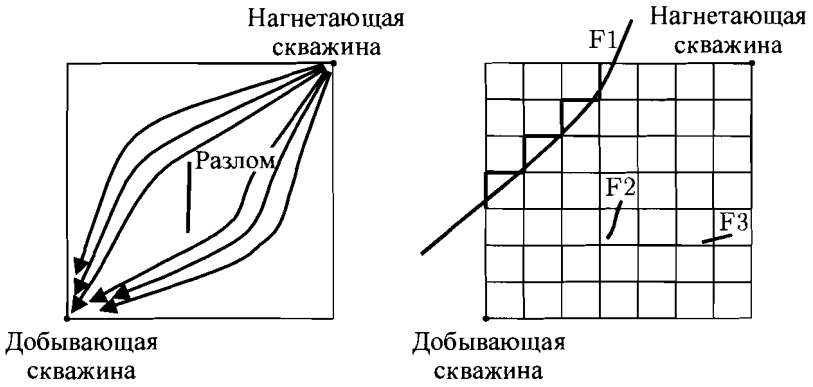


Рис. 3.3. Влияние небольших разломов на моделирование движения флюидов

В свете сказанного выше следует сделать важное замечание, а именно: стадия моделирования тектонических нарушений должна учитывать динамику движения флюидов. А это, в свою очередь, предполагает рассмотрение двух важных дискуссионных моментов применительно к интерпретации данных сейсморазведки:

- **Способность проводимости разлома**. Геофизика позволяет нам определить наличие в структуре пласта тектонических нарушений, но она не дает нам информации о том, препятствуют ли обнаруженные в результате интерпретации разломы движению флюидов (за исключением случаев высокоамплитудных разломов). Другими словами, интерпретация данных сейсморазведки позволяет нам определить, **где** располагается возможное нарушение непрерывности пласта, но она не поможет нам определить его проводимость. Иногда этот важный момент остается без внимания. Мы всегда должны использовать геофизические данные вместе с другими источниками информации, о чем пойдет речь в пункте 3.4.2. Сама по себе геофизика позволяет нам только *строить догадки* относительно степени связности коллектора.

- **Разрешающая способность сейсмических данных**. Любая сейсмосъемка имеет определенную разрешающую способность, которая зависит от способа регистрации данных и особенностей изучаемого пласта. Степень детализации рассматриваемой интерпретации напрямую зависит от этой разрешающей способности. В общем случае немного шансов, что такая подробная интерпретация предоставит точные данные о реальной степени разобщенности продуктивного пласта, то есть о тех особенностях внутренней структуры, которые влияют на движение флюидов. В принципе любая интерпретация склонна либо переоценивать, либо недооценивать реальное положение вещей. Например, имея дело с неглубоко залегающими коллекторами, где в результате недавних тектонических процессов возникла широко развитая сеть мелких разломов, разрешающая способность трехмерной сейсморазведки может привести нас к созданию очень подробного описания продуктивного пласта, которое может оказаться несущественным, если взять в расчет динамические характеристики месторождения. С другой стороны, когда речь идет о глубоко залегающих пластах и/или когда качество данных сейсморазведки оказывается неудовлетворительным, нам, возможно, не удастся выявить важные структурные особенности, которые могут оказывать существенное влияние на путь движения флюидов в пласте. Опять же в рамках изучения коллекторских свойств пласта мы всегда должны сопоставлять и объединять интерпретацию данных сейсморазведки с другими независимыми данными, чтобы иметь возможность оценить, насколько представительной является имеющаяся интерпретация в отношении фактической степени прерывистости продуктивного пласта.

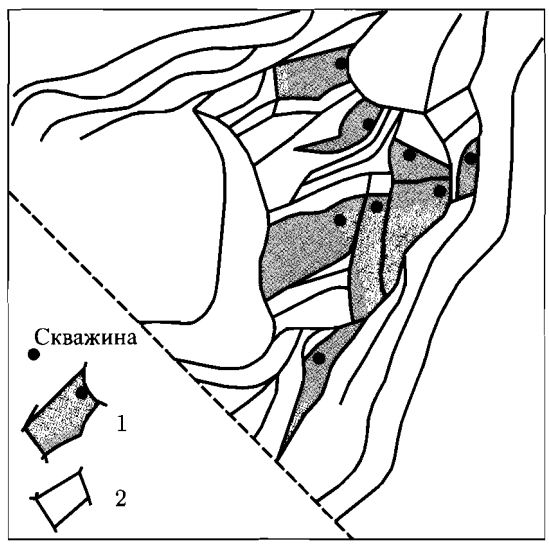
Эти проблемы выдвигают на первый план важный дискуссионный вопрос, который состоит в том, что одних геофизических данных недостаточно для того, чтобы определить структурную модель, определяющую движение флюидов в пласте. Даже когда интерпретация данных сейсморазведки дополняется гидродинамическими исследованиями и другими геологическими признаками, получающаяся карта не всегда отвечает нуждам комплексного исследования. Для того чтобы сделать геофизическую интерпретацию комплексной, нужно использовать

другие методы, такие как испытание скважин, а также учитывать характеристики скважинного флюида и промысловые данные (см. пункт 2.4.2).

Поэтому работа по выявлению представительного распределения тектонических нарушений в изучаемом пласте имеет комплексный характер и предполагает объединение данных различных дисциплин, как статических, так и динамических. Ученые-геологи и геофизики, принимающие участие в исследовании, должны четко осознавать необходимость подобной интеграции для создания достоверной модели нарушений в пласте, а также для оптимизации процесса работы над проектом.

Интересный пример использования данных сейсморазведки и их ограниченности при определении структуры пласта показан на рис. 3.4. Здесь представлена модель тектонических нарушений нефтяного месторождения, расположенного в Северном море с юрско-триасовыми продуктивными отложениями, полученная в результате анализа данных сейсморазведки. Это месторождение отличается высокой степенью разобщенности, так что на стадии изучения и начальной разработки практически все скважины были пробурены в различных блоках, ограниченных разломами. Также были пробурены горизонтальные скважины для того, чтобы попробовать добыть нефть из различных блоков и получить доступ к большему объему углеводородов.

Достаточно беглого взгляда на особенности структуры этого месторождения для того, чтобы понять, что степень разобщенности коллектора является наибо-



1 - блок, ограниченный разломами, разбуренный скважинами

2 - блок, ограниченный разломами, неразбуренный скважинами

Рис. 3.4. Структурная карта кровли домелового продуктивного пласта в Северном море

лее важным параметром, который влияет на нефтеотдачу, а следовательно, и на затраты. На самом деле практически во всех скважинах, пробуренных на этом месторождении, были найдены углеводороды, но, с другой стороны, очень сложно предсказать, сколько нефти удастся извлечь из каждой скважины. Есть вероятность, что не все разломы являются непроводящими, а также что не все разломы были зафиксированы при интерпретации данных сейсморазведки.

Поэтому запасы, которые мы рассчитываем, зависят от объема породы, которая, как мы предполагаем, связана с каждой скважиной. С другой стороны, хотя и представляется возможным достаточно точно определить общий объем геологических запасов нефти, мы едва ли можем определить с такой же степенью точности, как эта нефть распределяется между различными блоками, ограниченными разломами, и в итоге установить, какое количество скважин понадобится для ее добычи.

Такие примеры весьма обычны среди домеловых месторождений в Северном море. Этот пласт залегает довольно глубоко (около 4 км), причем сверху он перекрывается двумя более молодыми пластами, содержащими легкую нефть. Также над продуктивным пластом залегает относящаяся к юрскому периоду солянокупольная структура, так что все эти факторы делают геофизическую интерпретацию сложной задачей. Этот пример показывает, что в случае, когда геофизические данные не объединяются с другими видами информации, степень неопределенности в отношении реальной связности пласта, является очень высокой. В следующем разделе эта тема будет обсуждаться более подробно.

3.1.3. Неопределенность структурной модели

Структурная модель пластов изначально несет в себе некоторую степень неопределенности, которая связана с неполным знанием о продуктивном пласте и ограничениями применяемых стандартных методов.

В общем случае месторождения с небольшим количеством скважин характеризуются большей степенью неопределенности. И наоборот — для старых месторождений, где скважины пробурены на малом расстоянии друг от друга, характерна меньшая степень структурной неопределенности.

Ошибки в процедуре интерпретации данных сейсморазведки могут в принципе быть обусловлены каким-либо одним или обоими из следующих факторов:

- **Ошибки в прослеживании пластов**. В эту категорию может включаться целый ряд параметров: проблемы на стадии обработки и миграции, несоответствие скважинных и сейсмических данных, проблемы интерпретации и так далее. Вообще же ошибки в прослеживании пластов могут становиться значительным источником неопределенности в структурной интерпретации.

- **Проблемы преобразования времени в глубину**. Неопределенность в скоростной модели, используемой при преобразовании времени в глубину является другим значительным источником ошибок. Латеральная изменчивость литологии верхней части разреза, присутствие газа, недостаток или низкое

качество данных акустического каротажа — вот только некоторые проблемы, с которыми приходится сталкиваться. Их влияние на общий уровень неопределенности может оказаться существенным, особенно в условиях недостаточного контроля на крыльях структуры, как это часто бывает, поскольку небольшое изменение в скоростной модели может вызвать значительные изменения объема пласта.

Мера неопределенности, зависящая от структурной модели продуктивного пласта, может быть оценена детерминистическим путем с использованием альтернативных интерпретаций и скоростных моделей. Более тщательное и строгое изучение области неопределенности может быть осуществлено при вероятностном подходе[1] [1].

В целом потенциальная неопределенность, существующая на стадии создания структурной модели пласта, довольно значительна. В недавно опубликованной работе обсуждаются результаты применения вероятностного подхода при оценке структурной неопределенности [2]. Расчет начальных запасов нефти посредством 200 реализаций вероятностной модели показал значительный разброс оценок с 5-м квантилем (Q5), составляющим примерно половину 95 квантиля (Q95).

Интересно, что сходные результаты были получены в рамках проекта глобального изучения неопределенности пласта, осуществлявшегося в Северном море в отложениях Brent консорциумом норвежских компаний. Результаты этого проекта показали, что структурная геологическая неопределенность, включая описание тектонических нарушений, а также карты кровли и подошвы продуктивного пласта, составляла три четверти неопределенности общих геологических запасов [3].

3.1.4. Построение трехмерной структурной модели

Трехмерное геологическое моделирование появилось достаточно недавно. Несмотря на тот факт, что трехмерное численное гидродинамическое моделирование проводится уже на протяжении более тридцати лет, трехмерный подход к геологическим моделям оказался гораздо более сложной задачей из-за трудностей, связанных с более детальным моделированием и визуализацией структур сложной геометрии.

Однако в последние годы программное обеспечение в сфере геологии значительно продвинулось вперед, и для большинства специалистов возможность работать в трех измерениях стала повседневной реальностью. Главное преимущество этого метода, по сравнению с традиционным двухмерным подходом, состоит в возможности работать со сложными геологическими структурами с высокой степенью детализации.

Процедуры построения трехмерных геологических моделей освещаются в ряде работ [4], однако обычно в этом процессе выделяют следующие стадии:

[1] Вероятностные модели будут подробнее обсуждаться в пункте 3.3.3.1.

1. **Выделение основных разломов**. Основными считаются те разломы, которые ограничивают основные блоки пласта. Плоскости разлома моделируются как сложные поверхности и определяют общую геометрическую структуру пласта.

2. **Построение геологических поверхностей**. В пределах каждого блока пласта при помощи математических (параметрических) поверхностей моделируются основные геологические горизонты (кровля пласта, его подошва, основные корреляционные реперы), базирующиеся на скважинных данных.

3. **Моделирование второстепенных разломов**. Основные геологические горизонты разделяются и смещаются второстепенными нарушениями, то есть такими разломами, которые оказывают незначительное воздействие на общую геометрию пласта.

На рисунке 3.5 изображена типичная трехмерная модель пласта, на которой четко видны основные разломы и параметрические поверхности. В особенности следует отметить присутствие взбросов: этот вид характерных особенностей структуры было бы невозможно смоделировать при помощи традиционного, двухмерного, подхода.

Трехмерная структурная модель представляет собой принципиальную геометрическую структуру пласта. Затем эта модель будет дополнена поверхностями внутрипластовой корреляции, обычно определяемых при помощи хроностратиграфического анализа, опираясь на данные сиквенс-стратиграфии (см. пункт 3.2). В конечном итоге эта модель будет дополнена фациями и/или петрофизическими свойствами, для того чтобы создать так называемую литологическую модель пласта (пункт 3.3).



Рис. 3.5. Трехмерное моделирование сложных геологических структур (с разрешения Beicip-Franlab)

3.2. Стратиграфическая модель

С начала развития нефтяной промышленности построение стратиграфической модели пласта, возможно, является самой традиционной из задач геологов. В конечном итоге это предполагает корреляцию всех скважин, для того чтобы выявить поверхности, которые ограничивают основные стратиграфические интервалы. В частности, когда речь идет о численном гидродинамическом моделировании, главная цель стратиграфической модели состоит в определении основных **единиц потока** в пласте.

Невозможно переоценить значение этой стадии. Каждый специалист знает о значении правильной корреляции скважин и, возможно, еще лучше о последствиях их неверной корреляции. Важность этой стадии определяется тем фактом, что перемещения флюидов происходят главным образом в пределах стратиграфических границ отложений. Следовательно, правильное описание геометрии слагающих пласт седиментологических тел и их взаимосвязей является необходимой составляющей для гидродинамического моделирования эксплуатационных характеристик данного месторождения.

Построение достоверной стратиграфической модели может потребовать значительных усилий. На самом деле значительная сложность этой работы главным образом зависит от седиментологических особенностей изучаемого пласта. В некоторых случаях осадочные породы продуктивного пласта сильно протяженны, что позволяет легко коррелировать скважины, даже когда они находятся на значительном расстоянии друг от друга. Так обстоит дело с большинством платформенных осадочных областей, где латеральная протяженность осадочных пород часто бывает значительной. Крайним случаем коррелируемых пластов являются фации глубоководных турбидитовых комплексов: на некоторых месторождениях шельфа Северной Адриатики отдельные турбидитовые прослойки толщиной в несколько сантиметров могут коррелироваться на протяжении километров по всей площади бассейна.

Однако в большинстве пластов по всему миру типичная длина тел продуктивного пласта гораздо меньше этого, и, к сожалению, она часто бывает меньше, чем расстояние между скважинами. Например, это типично для большинства континентальных образований, таких как аллювиальные, речные и дельтовые комплексы. При этих условиях определение внутреннего строения пласта становится очень сложной проблемой и может стать самой трудной задачей для нефтепромыслового геолога. Именно здесь привлечение других дисциплин может иметь решающее значение. Корреляционная работа может включать в себя значительное количество дисциплин, имеющих отношение к геологии, таких как сейсмо- и сиквенс-стратиграфия, седиментология, интерпретация каротажных данных, палинология, биостратиграфия, геохимия, минералогия, изучение пород, выходящих на дневную поверхность, и так далее. В дополнение к этому для оценки достоверности корреляционной схемы часто могут использоваться динамические данные.

Попытка изложения общих правил построения стратиграфической модели продуктивного пласта выглядела бы слишком претенциозно. Вместо этого

мы в данной главе попробуем выдвинуть на первый план некоторые из ключевых моментов, которые нужно принять во внимание при проведении комплексного изучения пласта.

Сначала мы обсудим сиквенс-стратиграфию, которая считается базовой методологией построения стратиграфической модели пласта. Затем приведем некоторые альтернативные методики, которые могут использоваться для уточнения и исправления корреляционной схемы скважин. Последний раздел мы посвятим построению трехмерной стратиграфической модели для задач стохастического моделирования.

3.2.1. Сиквенс-стратиграфия

Сиквенс-стратиграфия появилась сравнительно недавно. Несмотря на то что ее подходы используются уже много лет, официальное появление этой научной дисциплины произошло в 1977 году в связи с выходом в свет научных трудов Американской ассоциации геологов-нефтяников (AAPG) под названием *«Применение сейсмостратиграфии при разведке нефти»* [5]. Эта работа содержала основные принципы этого нового, хроностратиграфического, подхода к анализу распределения осадков. Вскоре появились другие основополагающие публикации, и сегодня существует большое количество специальной литературы по этой теме, которая широко применяется при поисково-разведочных работах и добыче нефти. Отсылая заинтересованных читателей к этой литературе, мы как обычно сосредоточимся на тех аспектах, благодаря которым сиквенс-стратиграфия приобретает высокую значимость для комплексного изучения коллекторских свойств пласта.

Сиквенс-стратиграфия может быть определена как *изучение генетически связанных фаций в пределах хроностратиграфически значимых поверхностей* [6]. Базовый принцип, на котором основывается это утверждение, сводится к тому, что отложения осадочных пород зависят от изменения относительного уровня моря, которое, в свою очередь, зависит от колебаний уровня моря (эвстазии), тектонических процессов и скорости осадконакопления. Влияние этих факторов изменяется при различных геологических условиях: на пассивных окраинах шельфов обычно преобладает эвстазия, тогда как на активных окраинах шельфов большее влияние имеют тектонические процессы.

Взаимодействие этих элементов определяет объем, доступный для потенциального накопления осадков (вертикального наращивания разреза) и геометрию получающихся осадочных структур.

В рамках сиквенс-стратиграфии может быть установлена иерархия напластования в зависимости от взятого за точку отсчета масштаба. Наименьшим видимым невооруженным глазом элементом является слой: он однороден по составу и текстуре и не содержит внутри других слоев.

Сиквенс является основной пластовой единицей сиквенс-стратиграфии. Его можно определить как относительно согласную, генетически связанную последовательность пластов, ограниченную поверхностями несогласия и синхронными

им согласными контактами [6]. Эти поверхности несогласия, также называемые границами сиквенсов, свидетельствуют об относительном понижении уровня моря и являются наиболее важными поверхностями, которые может выделить геолог[1]. Граница сиквенса — это пространственно протяженная поверхность, охватывающая по крайней мере целый бассейн и встречающаяся одновременно во многих бассейнах по всему миру [7]. Она имеет хроностратиграфическое значение, так как формируется в течение нескольких сотен или тысяч лет — период, который с геологической точки зрения можно рассматривать как синхронный. На рис. 3.6 представлена принципиальная схема, на которой изображены основные составляющие сиквенсов, тогда как в таблице 3.1 сведены воедино основные характеристики этих пластовых единиц, а также перечислены подходы, которые могут быть использованы для их получения.

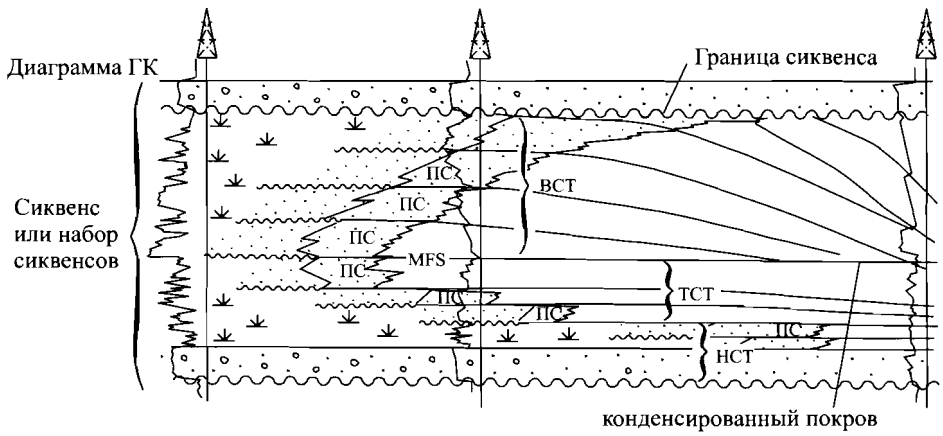


Рис. 3.6. Иллюстрация сиквенсов (ПС — парасиквенс, ВСТ — верхний системный тракт, ТСТ — трансгрессивный системный тракт, НСТ — нижний системный тракт)

Правильная идентификация осадочных генетических образований позволяет с опорой на данные хроностратиграфии с высокой разрешающей способностью определить строение пласта, что очень полезно для его изучения, так как в этом случае почти всегда прослеживается тесная связь между хроностратиграфическим строением фаций и движением флюидов в пласте.

Сиквенс-стратиграфия может считаться идеальным инструментом для комплексного изучения коллекторских свойств пласта по нескольким причинам:

- Применение сиквенс-стратиграфии в масштабе пласта позволяет получить подробную стратиграфическую модель, что позволяет уменьшить риск неверной корреляции различных генетических образований.

[1] Альтернативный вариант выделения сиквенсов использует границы сиквенсов, проведенные по *поверхностям максимального затопления* [7]. С понятиями и основными принципами сиквенс-стратиграфии можно ознакомиться в [8].

- Сиквенс-стратиграфия может проводиться в различном масштабе и в этом смысле она по своей сути является фрактальной. Это позволяет использовать и объединять данные, собранные в разном масштабе и при помощи различных методов (таблица 3.1).
- В пределах сиквенса возможно предсказать непрерывность, сообщаемость и протяженность песчаных тел и определить представительные параметры для стохастического моделирования.
- Это позволяет предсказать наличие и протяженность фаций пласта за пределами области разработки старого месторождения.
- Эти принципы могут применяться при исследовании как терригенных, так и карбонатных систем.

Важность правильного определения строения фаций продуктивного пласта становится очевидной, если посмотреть на рис. 3.7 (из [6]), на котором изображены две различные корреляции одного и того же набора каротажных данных. На верхнем рисунке скважины были прокоррелированы в рамках сиквенс-стратиграфического подхода: выравнивая геологический разрез с использованием границ сиквенса в качестве точки отсчета, мы можем наблюдать ретроградационную последовательность мелководноморских песчаников. На нижнем рисунке скважины были прокоррелированы с применением более традиционного литостратиграфического подхода, где в качестве базовой поверхности была взята верхняя граница песчаного пласта.

В этих двух случаях строение пласта различается очень сильно: на верхнем рисунке мы можем различить серию парасиквенсов, возраст которых последовательно уменьшается по мере продвижения вверх по разрезу и приближения в сторону береговой линии, слабо связанных и гидродинамически независимых друг от друга. На литостратиграфической интерпретации генетические разнородные песчаники соединены вместе, демонстрируя значительно большую непрерывность продуктивного пласта. Очевидно, что, если гидродинамическое моделирование осуществляется с применением двух альтернативных моделей пласта, показатели добычи будут значительно различаться. В частности, литостратиграфическая схема даст более оптимистические результаты, что, помимо прочего, приведет к неверной оценке числа скважин, необходимого для разработки месторождения.

3.2.2. Другие методы

В предыдущем разделе уже говорилось, что сиквенс-стратиграфия является базовым методом, применяемым для корреляции скважин, так как она позволяет геологу объединить различные виды данных (сейсморазведки, каротажа и керновые данные), чтобы создать согласованную стратиграфическую модель.

Однако ученый-геолог или геофизик должен использовать всю доступную информацию для уточнения стратиграфической модели. В особенности:

Таблица 3.1. Основные характеристики единиц сиквенс-стратиграфии (Ван Вагонер и др., AAPG Methods in Exploration Series, No.7.AAPG (c) 1990. Перепечатано с разрешения Американской ассоциации геологов-нефтяников, которое требуется и для дальнейшего использования этого материала) [6]

Пластовые единицы	Определения	Диапазон мощности	Диапазон пространственной протяженности, кв. км	Диапазон времени образования, лет	Методы
		1 000 100 10 1	1 000 100 10 1	100000 10000 1000 100	ss bs wl oc
Сиквенс	Относительно согласное напластование последовательных генетически связанных пластов, ограниченных стратиграфическими несогласиями и соответствующими зонами согласованного напластования				
Совокупность парасиквенсов	Последовательность генетически родственных парасиквенсов, образующих характерную структуру, ограниченная поверхностями максимального затопления				
Парасиквенс	Относительно согласное напластование последовательных генетически связанных пластов, ограниченное поверхностями значительного затопления или соотнесенными с ними поверхностями				
Совокупность пластов	Относительно согласное напластование последовательных генетически связанных пластов, ограниченное эрозионными поверхностями, поверхностями отсутствия осадконакопления или их поверхностями согласия				
Пласты	Относительно согласное напластование последовательных генетически связанных слоев или их совокупности, ограниченное эрозионными поверхностями, поверхностями отсутствия осадконакопления или их поверхностями согласия				
Совокупность слоев	Относительно согласное напластование последовательных генетически связанных слоев, ограниченное эрозионными поверхностями, поверхностями отсутствия осадкоиакопления или их поверхностями согласия				
Слой	Наименьший видимый невооруженным глазом слой				

ss (surface seismic) — поверхностная сейсморазведка; bs (borehole seismic) — скважинная сейсморазведка; wl (wireline logs) — каротажные диаграммы; oc (outcrop and cores) — изучение обнажений пород и образцов керна

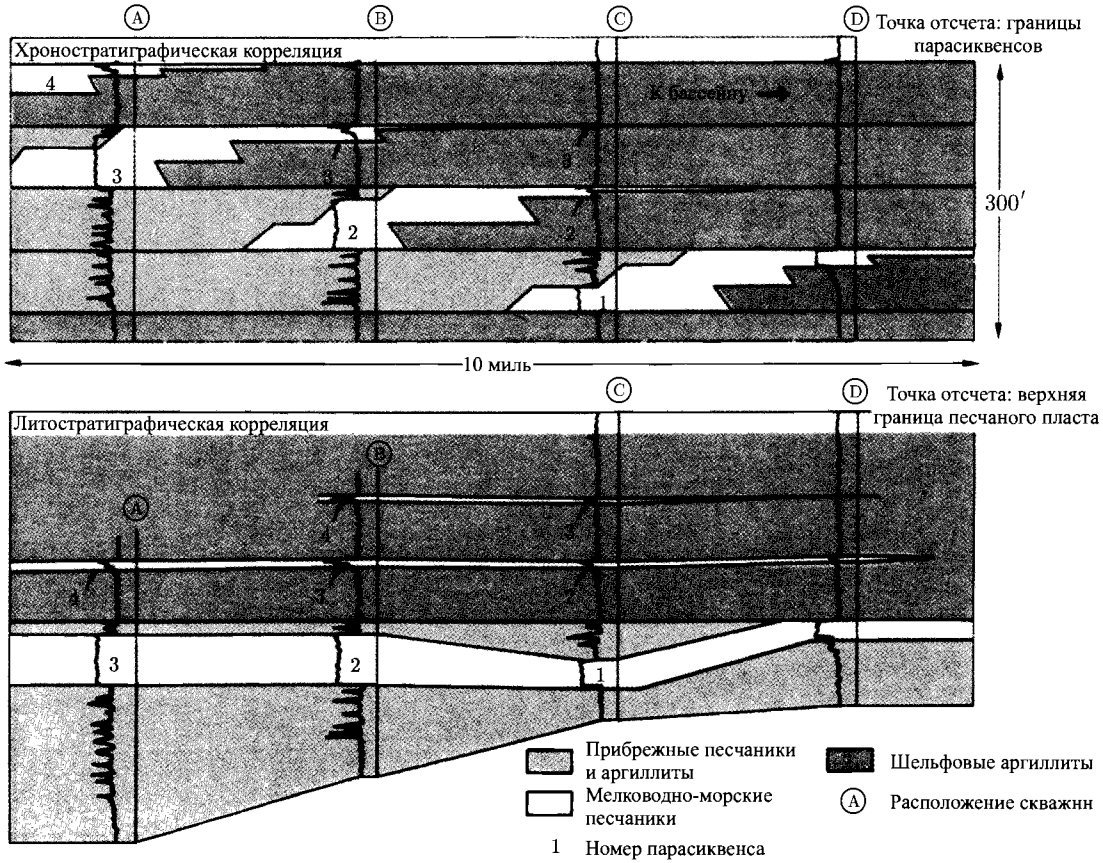


Рис. 3.7. Хроностратиграфическая и литостратиграфическая схемы корреляции (Ван Вагонер и др., AAPG Methods in Exploration Series, No.7.AAPG (c) 1990. Перепечатано с разрешения Американской ассоциации геологов-нефтяников, которое требуется и для дальнейшего использования этого материала) [6]

- **Биостратиграфию и палинологию**. Образцы породы, отобранные из шлама, можно проанализировать на наличие специфических микропалеонтологических и/или палинологических ассоциаций. Эти данные, в свою очередь, могут стать источником ценной информации относительно предполагаемой корреляции скважин. Необходимо обратить внимание на недостаточную разрешающую способность таких данных по вертикали, а также на возможное отсутствие однозначного соответствия хроностратиграфии и биостратиграфии.

- **Буровые данные**. При благоприятных обстоятельствах механическая скорость проходки оказывается параметром, являющимся источником ценной информации о стратиграфическом положении пласта, на котором бурится скважина. Когда вертикальная последовательность осадочных образований проявляет закономерность к изменению твердости породы, эти данные могут использоваться для уточнения корреляционной схемы. В любом случае необходимо действовать с осторожностью, поскольку сопротивление, оказываемое отложениями буровому долоту, не обязательно зависит от схемы стратиграфической корреляции.

- **Показатели давления**. Как это будет подробнее обсуждаться в следующих разделах (пункт 3.4.2.4), показатели давления, измеряемые путем статического замера или, еще лучше, с использованием пластоиспытателя на кабеле, может помочь в подкреплении корреляционной схемы. В случае отсутствия в пласте значительной неоднородности (например, разлома), различные показатели давления, полученные в соседних скважинах в той же самой стратиграфической единице, могут свидетельствовать о проблемах, связанных с корреляцией.

- **Промысловые данные**. Если корреляция была выполнена верно, по промысловым данным должны наблюдаться схожие характеристики. Отклонение от этих характеристик (например, аномальный газовый или водонефтяной фактор) может быть вызвано неверной корреляцией. Во всех случаях необходимо проявить осторожность и удостовериться, что эти аномалии не связаны с проблемами заканчивания отдельных скважин.

- **Свойства флюида**. Предполагается, что в пределах одной стратиграфической единицы будут добываться нефть (газ), одинаковые по свойствам. Когда в полученном флюиде наблюдаются аномалии, например, плотность нефти в градусах API ниже нормы, это может свидетельствовать о наличии ошибок в корреляции.

Конечно, следует принять во внимание и другие методы, которые могут использоваться для оценки и уточнения схемы стратиграфической корреляции, создаваемой с применением сиквенс-стратиграфии. Для каждого метода характерен свой собственный набор данных, и задача ученого как раз и состоит в том,

чтобы изучить эту информацию и применить ее самым подходящим и наиболее эффективным образом.

3.2.3. Построение стратиграфической сетки

При традиционном двухмерном подходе к геологии продуктивного пласта его пространственная сложность передается посредством ряда геологических разрезов и наборов карт различных геометрических и петрофизических свойств.

В последние годы появление трехмерного геологического стохастического моделирования полностью изменило традиционный подход. При трехмерном подходе латеральная изменчивость любого геологического параметра представлена в гораздо более мелком масштабе, при этом вертикальная изменчивость также используется в расчетах. В конечном итоге это дает детальное и более реалистичное представление о строении и внутренней неоднородности коллектора.

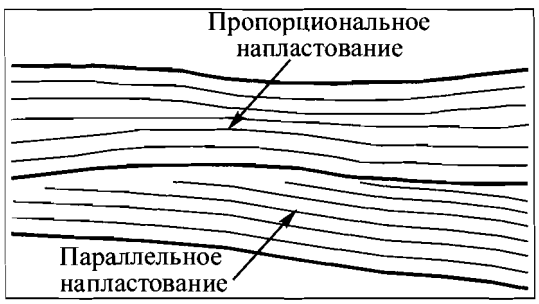


Рис. 3.8. Схема залегания осадочных пород, используемая в качестве основы для построения стратиграфической сетки

Геометрической основой для такого геологического представления является трехмерная структурная модель, о которой шла речь в пункте 3.1.4. Трехмерная стратиграфическая модель, состоящая из совокупности коррелируемых поверхностей, создается на основании этой геометрической схемы.

С точки зрения стратиграфии проблемой первостепенной важности, вероятно, является достоверное определение внутреннего строения пласта. В принципе существуют 2 возможности, противопоставленные на рис. 3.8.

- **Пропорциональное напластование**. Генетические образования более мелкого масштаба (пропластки, слои) присутствуют на всей территории изучаемой области, но их индивидуальная мощность может изменяться по площади. Их совокупная мощность также варьируется, а вот вертикальная последовательность сохраняется в каждой точке.

- **Параллельное напластование**. Мощность каждого из мелкомасштабных генетических образований остается неизменной. Однако, поскольку общая мощность пласта может изменяться, вертикальная последовательность не сохраняется. Серия пропластков может быть параллельной подошве или кровле

пласта. Типичным примером является совокупность пропластков, срезанных несогласным залеганием.

Выбор корректного представления стратиграфической схемы в значительной мере влияет на моделирование, поскольку он определяет пространственное строение осадочных единиц в пределах пласта.

На рисунке 3.9 приведен пример, относящийся к стохастическому моделированию геологического разреза, представленному в виде параллельной (вверху) и пропорциональной (внизу) стратиграфических схем. На первой из них явно прослеживается эрозия верхних слоев, тогда как на второй наблюдается гораздо большее постоянство осадочных тел. Эти различия, в свою очередь, окажут влияние на результаты гидродинамического моделирования.

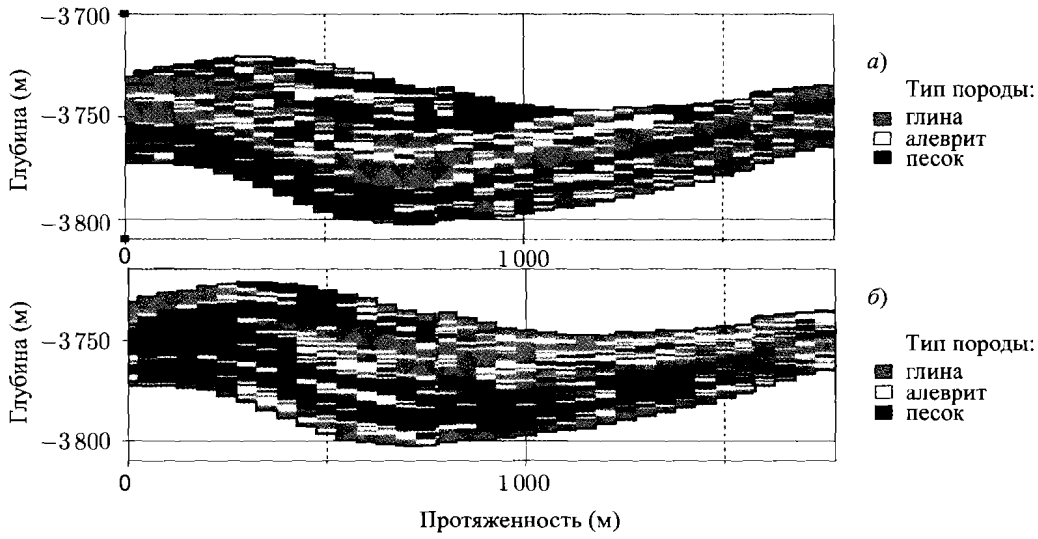


Рис. 3.9. Стохастическая модель распределения фаций, представленная на параллельной (А) и пропорциональной (В) схемах

3.3. Литологическая модель

Структурные и стратиграфические модели пласта, которые обсуждались в предыдущих разделах, дают геологу представление об основных особенностях геометрии рассматриваемого месторождения.

Следующая, имеющая первостепенное значение, стадия типичного моделирования связана с построением литологической модели пласта, то есть заполнения этой базовой геометрической модели данными, дающими представление о литологических характеристиках пород пласта и их пространственной изменчивости.

Следует отметить, что эта стадия не является обязательной. Многие исследования успешно проводятся без явного моделирования распределения литологических особенностей пласта. Собственно, для определения геологических запасов углеводородов и численного моделирования любого месторождения требуется только знание петрофизических свойств коллектора в дополнение к простой классификации породы на коллектор и неколлектор. Поэтому в принципе нет необходимости детального литологического описания.

Тем не менее, подробная литологическая модель пласта представляет собой мощный инструмент для изучения особенностей распределения петрофизических свойств, так как в большинстве пластов литологические фации и петрофизические характеристики пласта тесно взаимосвязаны. Этот подход исходит из предпосылки, согласно которой литологическая изменчивость является более предсказуемой, чем прямое распределение петрофизических свойств.

В большинстве случаев литологическая модель пласта строится за счет интеграции концептуального представления (седиментологическая модель), стадии классификации (определение фаций) и вероятностного подхода к распределению литологии (стохастическая модель). В следующем разделе эти темы будут обсуждаться подробнее.

3.3.1. Концептуальная седиментологическая модель

Создание седиментологической модели пласта является одной из первых задач, которые надлежит выполнить, осуществляя комплексное изучение коллекторских свойств пласта. Она имеет огромное значение для всех последующих стадий, потому что эта работа закладывает концептуальные основы литологической модели пласта. Помимо этого, верное описание систем осадконакоплений позволяет ученому получить полуколичественную оценку геометрических параметров, которые будут использоваться в процессе стохастического моделирования (ковариационные функции, форма и размеры пластовых единиц и так далее).

Седиментологическое изучение пласта включает в себя две основные стадии:

— **Описание и классификация литофаций**. Эта работа обычно проводится на имеющемся керновом материале и имеет своей целью классификацию пород пласта по литолого-седиментологическим признакам. Определяемые на данной стадии фации часто становятся основными элементами пласта. Родственные дисциплины, такие как биостратиграфия, палинология, минералогия, изучение порового пространства и геохимия, являются источником дополнительной информации о возрасте породы, обстановке осадконакопления, геометрии системы пор, наличии и влиянии постседиментационных процессов и так далее.

— **Построение модели осадконакопления**. Вся та информация, которая была получена на предшествующей стадии, может использоваться в построении модели осадконакопления пласта. Это предполагает определение условий осадконакопления (речные, дельтовые, мелководно-морские), а также

соответствующих процессов (сильные или слабые течения, лавинное осадконакопление) в результате которых сформировался данный пласт. Анализ текстуры и внутренней структуры породы также позволяет понять процесс образования трещин и деформаций, связанных с возможными тектоническими процессами в период осадконакопления и позднее.

Седиментологическая модель пласта обычно строится в процессе тщательного анализа имеющихся образцов керна. Другие виды данных, такие как шлам из скважин без отбора керна, интерпретация ГИС, данные сейсморазведки и результаты изучения обнажений аналогичных пород, также могут применяться в данном процессе.

На рисунке 3.10 показан пример седиментологической модели, полученной из описания керна и сведенной в классификационную схему, где номер каждой фации (левая колонка) соотносится с определенными литологическими свойствами и типами осадконакопления. Также следует отметить связь со сиквенс-стратиграфией (правая колонка).

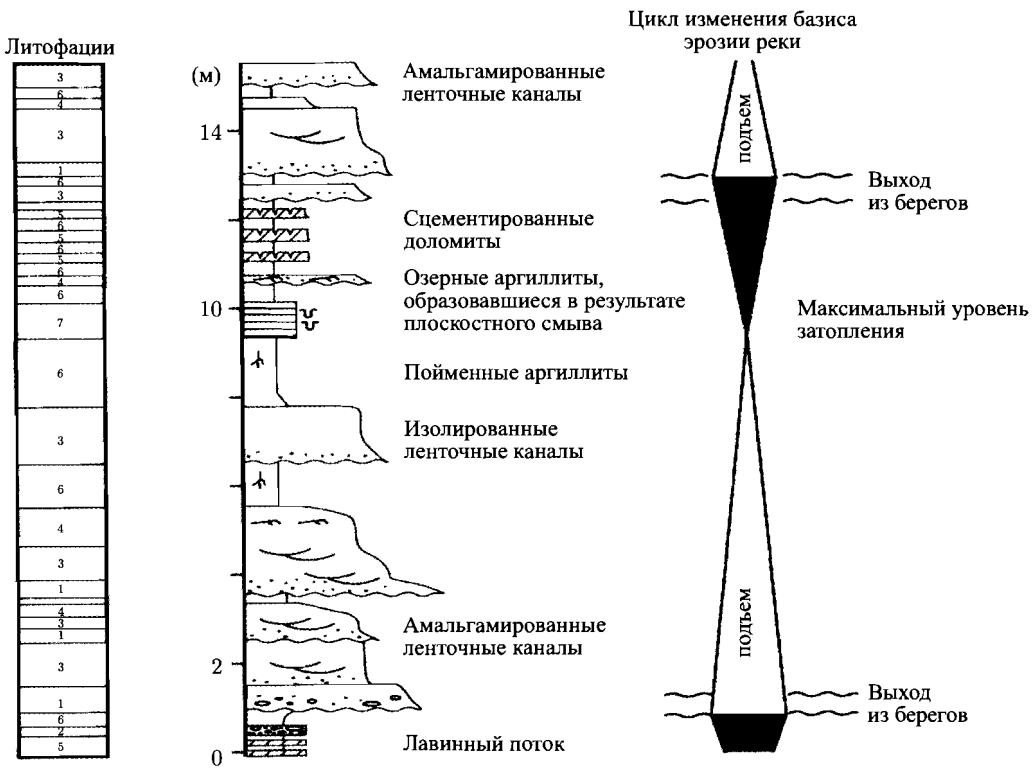


Рис. 3.10. Седиментологическая модель и классификация фаций [10]

Однако следует иметь в виду, что такая степень детализация возможна только при работе с керновым материалом. Поскольку это не всегда возможно, важно

предусмотреть определенную процедуру экстраполяции этой модели на те участки, где отбор керна не проводился, с применением данных, доступных для основной массы скважин, таких как каротажные диаграммы. Проблемы при подобной экстраполяции станут предметом обсуждения в следующих разделах.

3.3.2. Классификация фаций

Фации можно считать основной структурной единицей геологического моделирования. Специалисты, занимающиеся геологией пласта, всегда признавали важность концепции фаций для описания коллекторских свойств пласта. Однако в прошлом детальное описание фаций, которое могло быть получено в точках скважин, было очень сложно распространить на весь пласт, так как у геолога для подобной экстраполяции не было иных методов, кроме как детерминистская корреляция всех имеющихся скважин. Поэтому схема классификации фаций оставалась хорошим теоретическим основанием, которое в большинстве случаев приносило исследованию очень мало практической пользы.

Однако в последние годы с появлением трехмерного стохастического моделирования роль фации как базового компонента процесса характеризации пласта возросла. В настоящее время возможность создания подробной трехмерной модели распределения фаций позволяет более реалистично представить литологическую сложность месторождения, а также с большей степенью достоверности определить, как распределяются петрофизические свойства на различных участках продуктивного пласта.

Перед началом обсуждения данного вопроса следует упомянуть о том, что в научной литературе выделяются различные виды фаций: **литофации** или **петрофации** (определяемые по керну), **электрофации** (определяемые по ГИС), **сейсмофации** (определяемые по данным сейсморазведки), **типы горных пород**[1] и **литотипы** (группы фаций). Далее по тексту будет использоваться простой термин фация, чтобы избежать необходимости прибегать к специфической классификационной процедуре.

В следующих пунктах мы подробнее рассмотрим понятие фации и попытаемся показать, почему описание фаций может считаться идеальным инструментом геологического описания в рамках комплексного изучения коллекторских свойств пласта.

3.3.2.1. Определение и классификация фаций

Каждый раз, когда мы занимаемся изучением коллекторских свойств пласта, мы так или иначе имеем дело с фациями, причем часто это бывает неявно. Геологическое зонирование всегда предполагает создание определенной классификации фаций: в самом простом случае производится разграничение между фациями

[1] Хотя слова *фация* и *тип горной породы* в литературе по нефтепромысловой геологии часто используются как синонимы, термин *тип горной породы* обычно применяется в гидродинамической модели для описания тех зон, которые характеризуются различными функциями насыщения. Однако позже мы увидим, что эти два понятия взаимосвязаны.

коллектора и *неколлектора*, основанное на граничном значении. В других, более сложных, случаях на основании кернового анализа и каротажных данных может быть выделено большее количество фаций, которые затем распределяются по всему месторождению при помощи, например, стохастических моделей.

Самым простым способом определения схемы классификации фаций является более или менее упрощенный процесс описания литологического разреза скважины по данным ГИС. В данном случае стандартная процедура заключается в выборе одного или нескольких граничных значений по каротажным диаграммам, для определения различных фаций, начиная от продуктивных и заканчивая непродуктивными. Когда это возможно, следует использовать стандартизированный набор каротажных кривых, для обеспечения объективности определения фаций на всех скважинах. В простых песчано-глинистых пластах этот метод позволяет быстро и в некоторых случаях эффективно выделять фации (рис. 3.11).

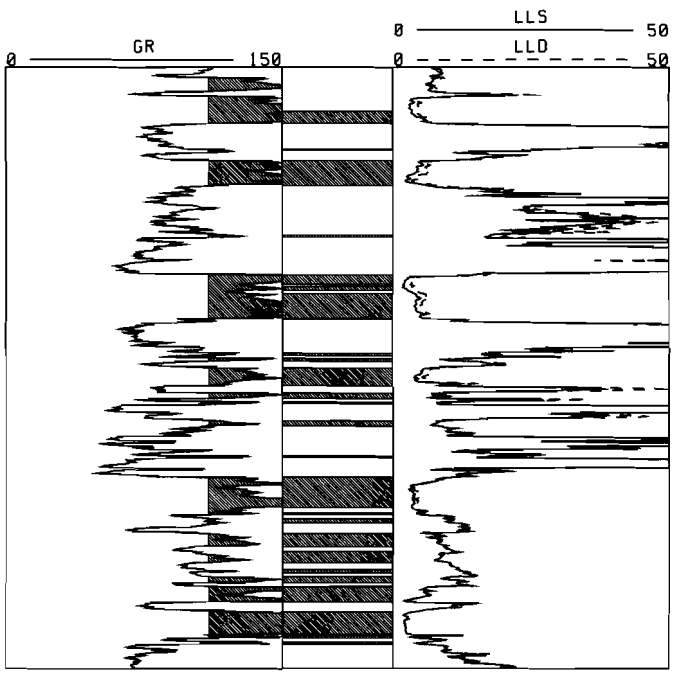


Рис. 3.11. Выделение фаций по каротажу с применением граничного значения

При наличии высококачественных данных (комплекса ГИС и керна) можно попытаться применить более сложный подход, основанный на многопараметрической статистической обработке данных. В этом случае стандартная процедура классификации фаций распадается на следующие основные этапы (рис. 3.12):

1. **Определение опорных скважин**. Основа классификации фаций составляется с учетом ограниченного числа опорных скважин, то есть таких скважин, для которых имеются данные керна, качественный и полный комплекс ГИС и которые расположены в представительных участках пласта.



Рис. 3.12. Упрощенная схема процесса классификации фаций

2. **Классификация фаций**. Как уже говорилось в пункте 3.3.1, фации можно выделять по керну исходя из описания литологических, седиментологических и/или петрофизических особенностей изучаемой горной породы. Затем эта схема классификации фаций увязывается с данными каротажных диаграмм, где каждому виду фации соответствует определенная форма кривой. Возможен и другой вариант, когда фации могут выделяться по данным каротажных диаграмм, а затем уточняться путем точного сопоставления с керном. При таком подходе обычно используются такие статистические алгоритмы, как кластерный анализ или метод главных компонент. Следующий шаг, который часто применяется, предполагает уменьшение количества фаций путем их сведения к так называемым **литотипам**. Преимущество этого подхода состоит в том, что он позволяет получить более простое описание естественной сложности геологической модели, что облегчает ее описание посредством стохастического моделирования.
3. **Объединение данных по оставшимся скважинам**. Окончательная схема классификации может быть распространена на оставшиеся скважины, по которым обычно имеется более старый или неполный комплекс ГИС. Интерпретация этих скважин предполагает определенную процедуру выделения фаций по имеющимся каротажным кривым.

Например, на рис. 3.13 показан типичный кросс-плот плотностного и нейтронного каротажей для определенной группы опорных скважин, на котором области точек были выделены с помощью кластерного анализа[1]. Эта методоло-

[1]В действительности такие области часто выделяются в многомерном пространстве, число измерений которого определяется числом используемых при анализе каротажных диаграмм.

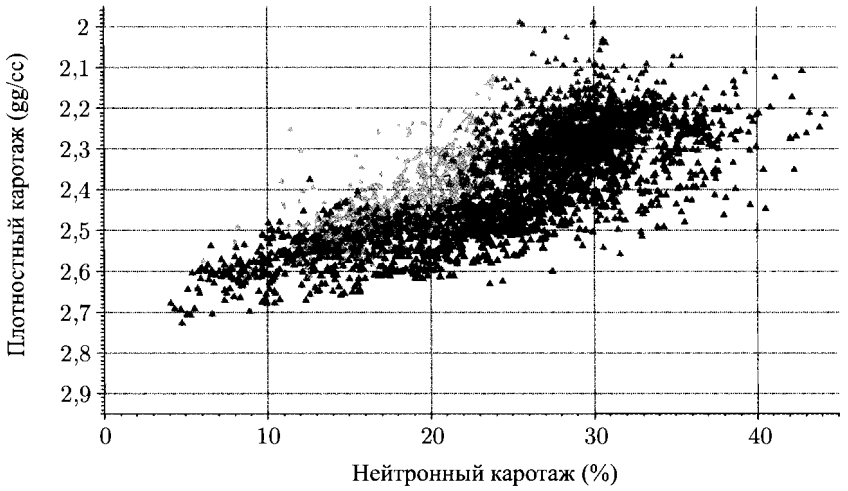


Рис. 3.13. Выделение фаций по кросс-плоту плотностного и нейтронного каротажей

гия позволяет создать фациальные колонки для каждой скважины, основываясь на данных каротажа. В свою очередь, такие фациальные колонки лягут в основу последующего трехмерного моделирования пласта.

3.3.2.2. Выделение фаций

Стадия выделения ставит целью определение типичных литологических, седиментологических и петрофизических параметров для каждой фации.

В принципе, в этом процессе выделения может использоваться большинство из доступных для пласта данных: минералогический состав, осадочные структуры и текстуры, диагенетические эффекты, гранулометрическое распределение, механические свойства, вид и степень трещиноватости, а также другие свойства горной породы, такие как коэффициент цементации, функции насыщенности и так далее.

Однако такая детальная характеристика может осуществляться только на уровне кернового анализа, и в большинстве случаев при попытке переноса этой информации на уровень каротажа, значительная часть результатов этой работы оказывается утраченной. Такая потеря информации — это цена, которую неизбежно приходится платить за создание модели распределения фаций в масштабе всего месторождения, при этом неважно, как создавалась эта модель (от анализа керна к данным каротажа или наоборот).

Некоторые из свойств, которые использовались для характеристики основных фаций, выделенных в ходе кернового анализа, просто не различимы на кривых каротажных диаграмм из-за недостаточной разрешающей способности и ограничений, связанных с применением скважинного прибора. Хотя эти свойства и окажут влияние на общие показания метода, не существует способа разложить сигнал так, чтобы распознать каждую составляющую.

В любом случае, чем больше количество имеющихся в наличии каротажных кривых и чем выше их качество, тем меньше информации будет потеряно на стадии выделения и тем более подробной будет получившаяся схема классификации фаций. Например, когда доступны только кривые ПС и устаревшие методы удельного электрического сопротивления, единственная информация, которую мы можем перенести с уровня керна на уровень ГИС, — это простое литологическое разделение на песок и глину. Однако когда существуют более современные методы, такие как плотностной, нейтронный, акустический каротаж и регистрация фотоэлектрического фактора, стадия выделения фаций может быть более детальной, и в этом случае фации будут объединять информацию о значимых литологических и петрофизических свойствах горной породы.

На рисунке 3.14 представлен пример процедуры выделения фаций, когда для каждой из них (или их ассоциаций) были определены соответствующие капиллярные кривые. Эти кривые могут использоваться на последующих стадиях изучения, обычно при расчете геологических запасов нефти и для использования кривых капиллярного давления при построении гидродинамической модели.

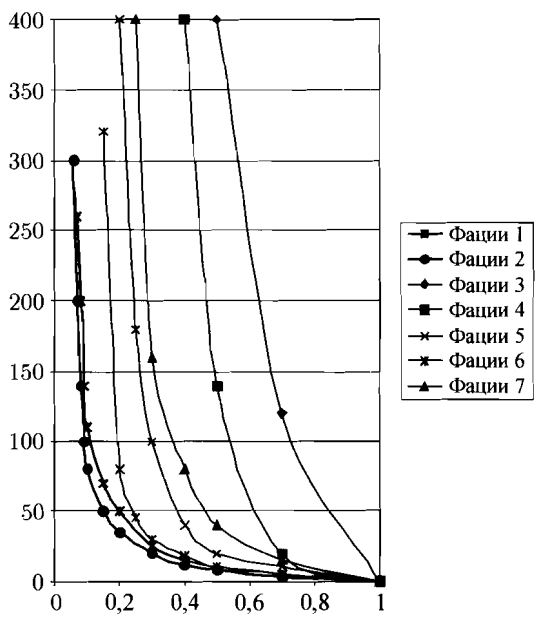


Рис. 3.14. Кривые водонасыщенности относительно глубины для различных фаций

Также следует подчеркнуть, что невозможно установить стандартный процесс выделения фаций, потому что все зависит от особенностей конкретного пласта, имеющихся данных, а также целей и ограничений проводимого комплексного изучения. Мы должны сосредоточиться на такой процедуре классификации, которая наиболее соответствует изучаемому пласту, помня о том, что фации являются

отправной точкой для его описания, которое будет использоваться в гидродинамических моделях.

Библиографические ссылки с [10] по [13] представляют собой несколько недавно опубликованных работ, в которых применялись типичные процедуры классификации и определения характеристик фаций, наиболее подходящие для условий конкретного пласта.

3.3.2.3. Понятие фации

Как уже говорилось в главе 1, большая часть имеющихся в распоряжении геолога или геофизика пластовых данных относится к так называемому макромасштабу (рис. 1.2). Полученные в этом масштабе данные обычно соотносятся с данными более мелких масштабов (например, измерения пористости по данным каротажа и керна), однако на практике эти проблемы несовпадения масштаба часто игнорируются. Поэтому, за некоторыми исключениями, макромасштаб является наименьшей практически значимой единицей для описания пласта и определения его свойств. Принципиальная значимость понятия фации состоит в том, что это позволяет объединить все пластовые макромасштабные данные в простую, гибкую и всеобъемлющую систему классификации. Соответственно, в данном контексте фация может считаться **элементарной практически значимой единицей объема пласта** и представляет собой базовый элемент для трехмерного геологического моделирования.

Понятие фации особенно удобно для комплексного изучения коллекторских свойств пласта. Как только составлена схема классификации и выявлены все фации посредством объединения данных керна, каротажа, а также данных сейсморазведки, эти фации могут использоваться на нескольких стадиях типичного исследования. Некоторые возможные области применения кратко описаны ниже:

- **Трехмерное моделирование**. Фации могут применяться в трехмерном описании пласта для геологического моделирования. Как уже упоминалось, это наиболее типичная и значительная область применения понятия фации.

- **Количественная интерпретация каротажных данных**. Для каждой фации или группы фаций может быть создана особая модель интерпретации с применением минералогических (плотность скелета) и/или параметров насыщенности (m, n). Затем эти модели могут применяться при количественной интерпретации данных всех скважин, позволяя таким образом подробно и последовательно оценить петрофизические свойства пласта.

- **Ремасштабирование**. Выделение фаций дает прочное основание для операций ремасштабирования. В процессе перехода от масштаба геологической к масштабу гидродинамической модели выделение фаций может помочь свести к минимуму возникающий эффект *сглаживания*, так как геометрия гидродинамической модели может основываться на мелкомасштабной

трехмерной схеме распределения фаций. Чем более однородным является распределение фаций в пределах одного гидродинамического слоя, тем менее *критичным* будет процесс осреднения петрофизических свойств при ремасштабировании. Это также позволяет гарантировать, что при увеличении масштаба геологические и петрофизические особенности пласта будут сохранены. В этом процессе могут применяться такие инструменты, как геолого-статистические разрезы (ГСР), как показано на рис. 3.15 в отношении процедуры ремасштабирования пористости.

— **Определение типов породы**. Хотя применительно к фациям (которые являются *дискретными* переменными) нельзя использовать процедуру ремасштабирования, схема распределения фаций может применяться как образец при создании гидродинамической модели для того, чтобы определить основные зоны для соотнесения определенных параметров функций насыщенности (капиллярное давление и относительная проницаемость). Эта стадия обычно именуется определением типов породы.

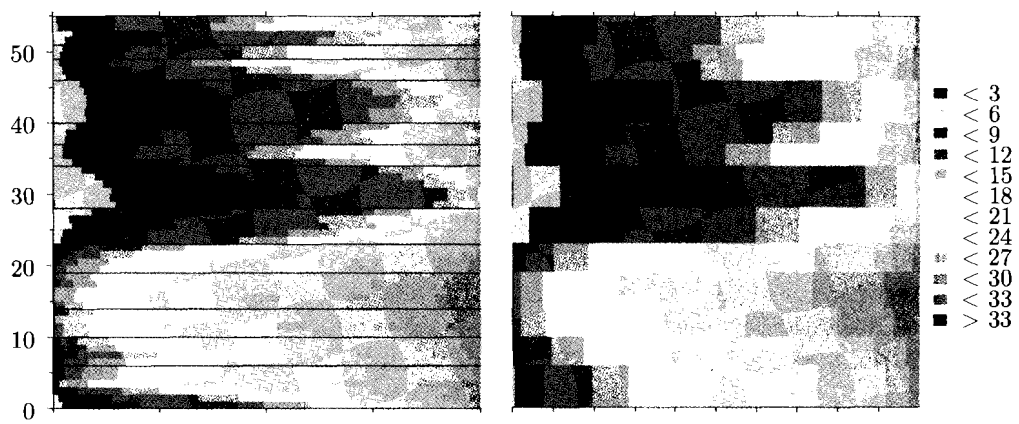


Рис. 3.15. Ремасштабирование с использованием ГСР

Эти пункты призваны показать, что схема классификации фаций, когда она составлена надлежащим образом, является важнейшим инструментальным средством при проведении комплексных исследований.

Возможность применения фаций на различных стадиях изучения пласта делает их особенно привлекательными для специалиста в области геологии пласта. Порода может быть определена и полностью описана в мелком масштабе, и эта система классификации может применяться на различных этапах проекта. С этой точки зрения фация может считаться инструментом, который может применяться для переноса геологических данных через различные стадии работы, вплоть до построения гидродинамической модели. Точно передавая геологические и петрофизические параметры, фация позволяет обеспечить последовательность технологического процесса изучения пласта.

С этой точки зрения процесс определения свойств фаций и их классификации является важнейшей стадией проекта, которая требует высокой степени интеграции всех вовлеченных в нее дисциплин. Руководитель проекта должен быть очень внимательным на этой стадии, которая вполне может считаться краеугольным камнем при изучении пласта.

3.3.3. Распределение фаций

После того как составлена схема классификации фаций и получено описание скважин с вертикальным распределением фаций, следующая стадия предполагает создание трехмерной модели распределения фаций применительно к пласту в целом. Геометрическим основанием для этой модели является стратиграфическая сетка, о чем уже говорилось в пункте 3.2.3.

Трехмерные модели распределения фаций обычно основываются на стохастическом моделировании. Эти методы являются относительно новыми, причем они тесно связаны с ростом вычислительных мощностей и возможностей визуального представления используемого программного обеспечения.

За последние пятнадцать лет было разработано много методик стохастического моделирования, и некоторые из них доступны в настоящее время в большинстве коммерческих компьютерных программ. Скорость, с которой разработчики программного обеспечения внедряют такие приложения в геологические программные пакеты, свидетельствует об интересе к этим методам; в настоящее время большинство геологов, занимающихся изучением коллекторов, овладели стохастическим моделированием.

Полный обзор доступных на сегодняшний день методик, описание их преимуществ и ограничений потребовал бы написания отдельной книги. Заинтересованным читателям следует обратиться к итоговым работам по этой проблеме [14, 15] и в целом к объемной существующей библиографии.

Здесь после короткого общего введения мы ограничимся рассмотрением более популярных подходов к стохастическому моделированию, а именно: пиксельное и объектное.

3.3.3.1. Стохастический подход

В современной геологической литературе под стохастическим моделированием понимается создание комплексных геологических структур и/или распределение петрофизических свойств, которые адаптируются к имеющейся количественной (точной) и качественной (условной) информации о пласте.

Эти модели позволяют получить неуникальные, равновероятностные реализации, которые обладают общими статистическими свойствами и воспроизводят возможные изображения геологической сложности пласта. Не существует априорного метода выбора той или иной из теоретически бесконечного числа реализаций вероятностной модели, и для некоторых людей этот момент является источником беспокойства. С другой стороны, изучение статистической изменчивости различных изображений, осуществленное на значительном количестве

реализаций, позволит ученому-геологу установить меру неопределенности, присущую геологическому описанию (с учетом используемой геологической модели и ее параметров).

Во всех случаях стохастическое моделирование представляет собой наиболее подходящий подход для комплексного изучения пласта, поскольку он позволяет объединить большую часть информации, обыкновенно доступную для ученого-геолога. При этом следует выделить следующие моменты:

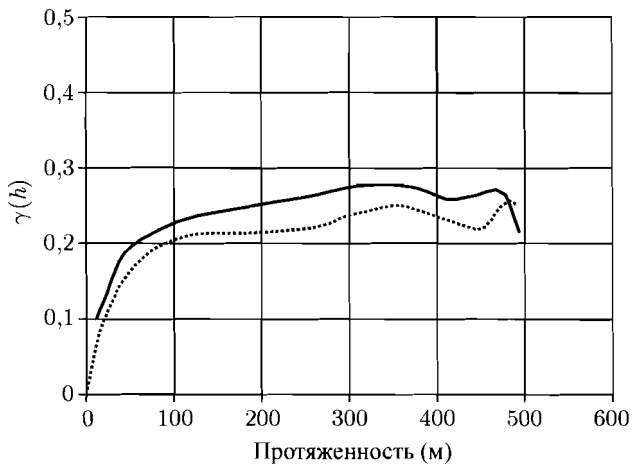


Рис. 3.16. Экспериментальные вариограммы для двух фаций

— **Геологическая информация**. В стохастической модели пространственное распределение геологических единиц создается с помощью функций распределения различных фаций (например, ГСР и вариограмм, рис. 3.16). Эти функции определяют средние протяженности по вертикали и латерали каждой из фаций, а также их взаимоотношения, они строятся с применением качественных скважинных данных. Модель осадконакопления пласта представляет собой еще одно средство, позволяющее вывести протяженность фации (например, радиус вариограммы) или усредненные размеры единиц в условиях недостатка точных данных. Обоснованное предположение, опирающееся на изучение аналогов или обнажений пласта (условные данные), также может сыграть известную роль при определении таких величин протяженности.

— **Структурная модель**. В то время как характерные мегамасштабные структурные особенности, такие как основные разломы, определяются детерминистически на основе данных сейсморазведки, макромасштабные особенности, наподобие второстепенных разломов и трещин, могут воспроизводится путем стохастического моделирования. Характерные для этих особенностей параметры, такие как плотность и ориентация, определяются по данным кернового анализа и каротажа, а затем экстраполируются на весь пласт при

помощи различных вероятностных подходов [16]. На рис. 3.17 изображен пример, относящийся к описанию пласта, полученного путем объединения мегамасштабных детерминистических разломов и мелкомасштабных вероятностных неоднородностей (стилолиты).

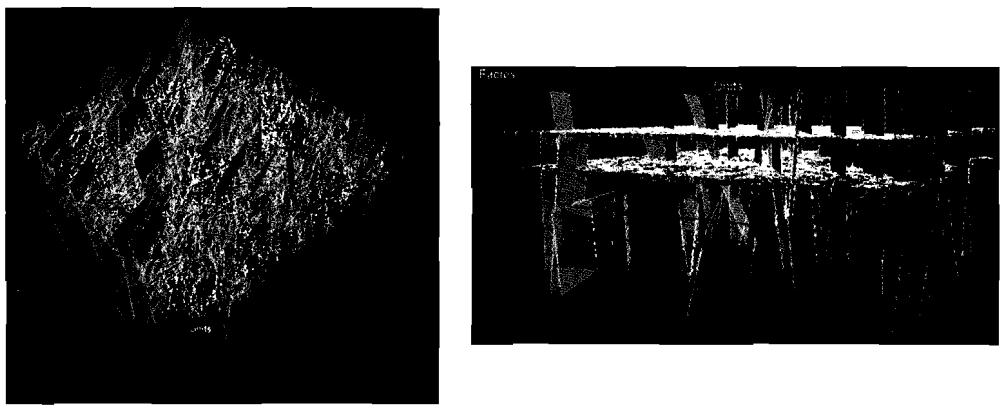


Рис. 3.17. Мегамасштабные детерминистические разломы и мелкомасштабные вероятностные стилолиты (с разрешения Beicip-Franlab)

— **Петрофизическая модель**. Петрофизическая модель коллектора, создаваемая на стадии количественной интерпретации каротажных данных, может распространяться на весь пласт в целом путем стохастического моделирования. Это может быть сделано за счет присваивания средних петрофизических свойств или функций распределения вероятностей каждой из фаций пласта. В тех же случаях, когда литология относительно равномерно распределяется в пределах месторождения, этап распределения фаций может быть пропущен, и стохастическое моделирование может проводиться прямо на основании петрофизических свойств.

— **Данные сейсморазведки**. По сравнению с любыми другими данными, сейсморазведка предлагает неоценимое преимущество, позволяя получить представление о латеральном распределении геологических тел. По этой причине попытки использовать эти данные в стохастическом моделировании на протяжении многих лет вызывали интерес исследователей. Интеграция сейсмических данных может осуществляться различными путями, от простого расчета поведения пространственного распределения фаций от времени, амплитуды или импеданса и до непосредственного объединения этих данных в фактический алгоритм моделирования [17].

— **Динамические данные**. Интеграция динамических данных (испытаний скважин и данных добычи) представляет собой самую сложную область применения вероятностных методов, потому что они являются источниками информации о движении флюидов в крупном масштабе, которая играет

огромную роль в построении достоверной модели пласта. В настоящее время в большей части исследований этому вопросу уделяется пристальное внимание. Хотя пока еще не существует готового решения этой проблемы, было предложено некоторое количество многообещающих подходов [18].

Возможность объединения всех имеющихся в наличии видов пластовых данных делает метод стохастического моделирования мощным инструментом описания свойств пласта. Непрекращающееся развитие этих методов служит гарантией того, что в будущем, даже в большей мере, чем сегодня, такие методики будут представлять собой эталонный подход к моделированию геологических свойств продуктивного пласта.

3.3.3.2. Моделирование, основанное на пиксельном и объектном подходе

В настоящее время пиксельные (или непрерывные) и объектно-ориентированные (или булевы) алгоритмы представляют собой наиболее широко применяемые вероятностные модели для определения коллекторских свойств пласта.

В модели, основанной на пиксельном алгоритме, предполагается, что моделируемая переменная является реализацией непрерывной случайной функции, распределение которой (часто по Гауссу) характеризуется фиксированными пороговыми значениями, которые идентифицируют различные фации или различные диапазоны петрофизических данных. Возможно, самыми популярными из этих алгоритмов являются усеченные гауссовы случайные функции [19] и индикаторный кригинг [20].

Лучше всего данный метод работает при наличии комплексов фаций, которые изменяются на всем месторождении в очень незначительных пределах, как это часто бывает, если речь идет о дельтовых или мелководно-морских коллекторах. Никаких предположений о форме осадочных тел не делается. В случае, когда общий коэффициент песчанистости является высоким, этот подход часто предпочитают объектному.

На рисунке 3.18 изображен пример, полученный для дельтового пласта с применением алгоритма усеченных гауссовых случайных функций. Для моделей этого типа характерна высокая степень геологической связности, в особенности когда доступно большое количество представительных скважин и при возможности достоверного определения функций распределения.

Объектно-ориентированные алгоритмы создают модели пространственного распределения осадочных тел за счет совмещения простых геометрических форм, таких как плоскости, круги или синусоиды, которые обычно моделируются в пределах глинистых фаций. Параметры этих объектов (ориентация, извилистость, длина, ширина ...) могут определяться на основе предполагаемой седиментологической модели, данных сейсморазведки, аналогии с обнажениями или интерпретации данных испытаний.

При ряде условий осадконакопления, особенно когда речь идет о меандрирующей реке, когда песчаные каналы в залежи представляют собой главный объект изучения пласта, эти модели могут давать очень достоверные изображения рас-

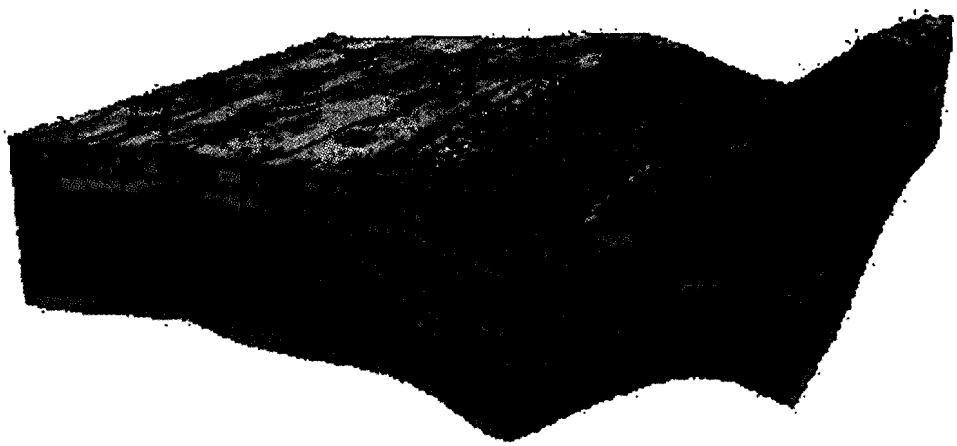


Рис. 3.18. Модель дельтового пласта на основе усеченных гауссовых случайных функций

пределения присутствующих в пласте фаций. Наиболее успешным применение этого метода оказывается при низких значениях песчанистости.

На рис. 3.19 изображено объектное моделирование, причем в качестве объекта опять выступает пласт, сформировавшийся в речных и дельтовых условиях. Здесь налицо более четкое изображение моделируемых осадочных образований, по сравнению с пиксельной моделью.

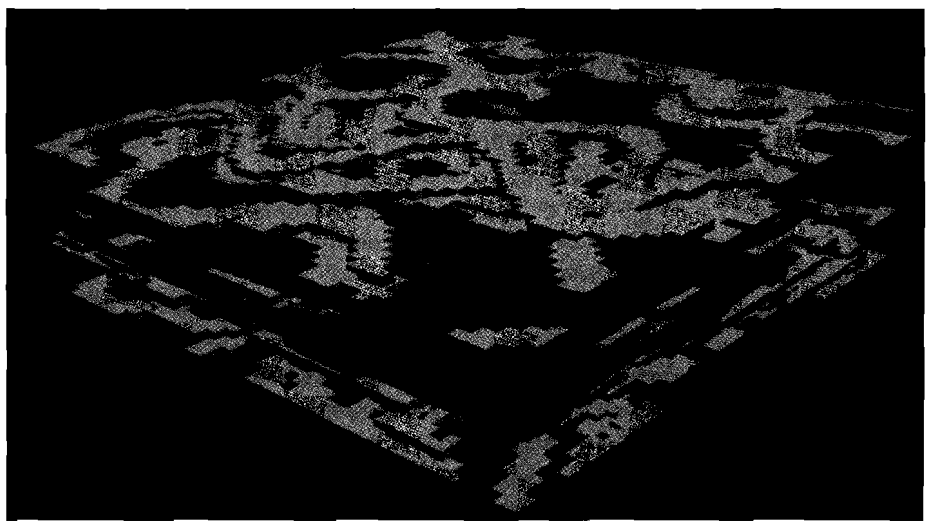


Рис. 3.19. Объектная модель дельтовых отложений (с разрешения Beicip-Franlab)

Несмотря на дебаты, которые имеют место между сторонниками тех или иных методов, никакой из них не является предпочтительным априори. Выбор в конечном итоге остается за ученым, которому следует решить, какой из алго-

ритмов наилучшим образом соответствует его концепции распределения фаций пласта. Очевидно, что в данном процессе присутствует некоторая мера субъективности, которая, как мы увидим позднее, вносит свой вклад в совокупную неопределенность описания пласта.

3.3.3.3. Оценка геологической неопределенности

Как уже упоминалось ранее, стохастические модели дают возможность количественно измерить степень неопределенности, связанной с геологическим описанием пласта. Бесконечное число возможных реализаций случайной функции может быть получено просто за счет изменения начальной точки распределения свойств, а сопоставление достаточно большого числа геологических изображений позволит установить степень неопределенности, связанную с предполагаемой геологической моделью.

Одно из представляющих наибольший интерес применений оценки степени неопределенности связано с определением геологических запасов нефти. Комбинация нескольких реализаций различных геологических параметров позволяет получить представление о возможных вариациях объема содержащейся в пласте нефти. На рис. 3.20 приведен пример нескольких интегральных функций распределения геологических запасов нефти, полученных с использованием различных методов геологического описания данного пласта. Заметьте, что значительное колебание среднего значения в данном случае связано с ограниченным числом имеющихся в наличии скважин.

Следует особо выделить один важный момент — это касается **фактической области неопределенности** исследуемого объекта. Это понятие часто остается без внимания при оценках такого рода, и ученые-геологи имеют тенденцию идентифицировать неопределенность, возникающую вследствие изменения начальной точки распределения, с фактической или общей неопределенностью.

Глобальная область неопределенности, связанная с геологической моделью пласта, на самом деле гораздо значительнее, чем та, которая может быть получена с помощью случайного распределения. В недавно вышедшей публикации [21] показано, как применение только стохастического моделирования может не учесть критическую неопределенность геологической модели.

Применительно к типичной геологической модели можно выделить четыре основных источника неопределенности:

1. **Неопределенность, связанная с качеством данных и интерпретации**. Мы знаем, что исходные данные о пласте изначально имеют некоторую долю ошибки, однако мы крайне редко пытаемся определить, какое влияние это оказывает на конечные результаты. Когда заходит речь об оценке неопределенности, эти данные считаются безошибочными. То же самое характерно и для стадии интерпретации.

2. **Неопределенность, связанная со структурной и стратиграфической моделями**. Хотя известно, что структурная интерпретация месторождения

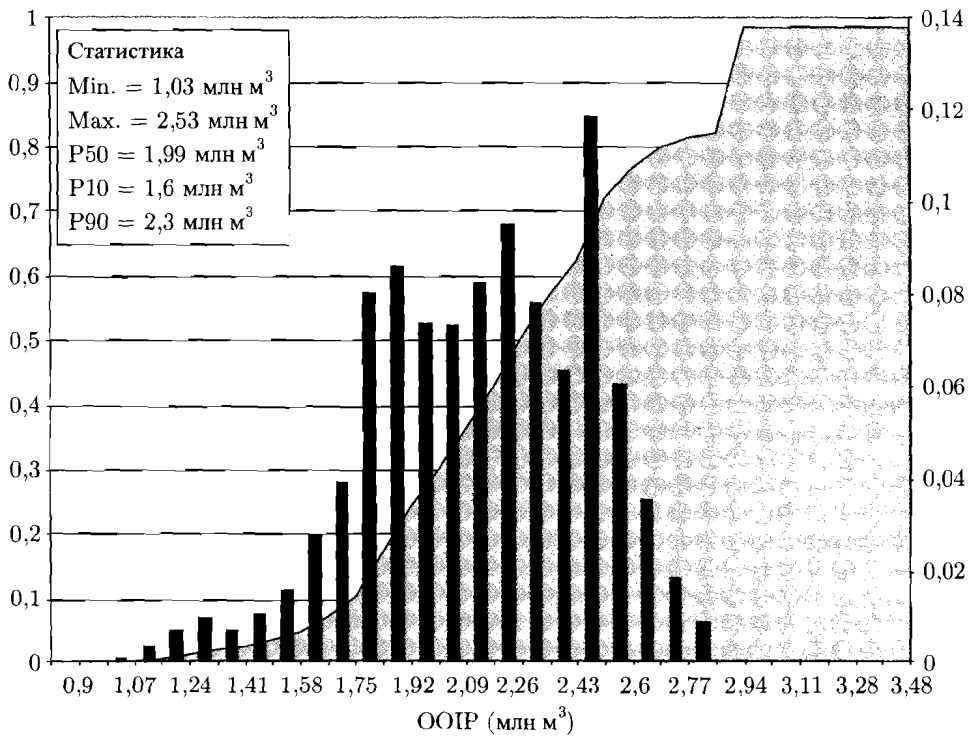


Рис. 3.20. Оценка неопределенности начальных геологических запасов нефти (OOIP)

в значительной мере является неопределенной (пункт 3.1.3), эта стадия практически всегда осуществляется с применением детерминистского подхода, который ни в коей мере не позволяет учесть неопределенность. Что касается стратиграфической модели, в данном случае неопределенность связана главным образом с достоверностью детерминистически коррелируемых поверхностей, проведенных по скважинам, поэтому ее влияние зависит от числа скважин и особенностей осадконакопления в данном пласте.

3. **Неопределенность, связанная со стохастической моделью и ее параметрами**. Одна и та же геологическая единица может быть представлена посредством различных стохастических моделей, например, методом отжига или индикаторным моделированием. Применение каждой стохастической модели приводит к различным результатам, и, как таковая, каждая модель дает представление об определенной части области неопределенности (хотя области, охваченные при применении различных алгоритмов, должны в значительной степени пересекаться). Заметьте также, что выбор в пользу той или иной модели зависит от взглядов геолога, проводящего моделирование, потому что никаких особых правил в данном случае не существует. Другой важный источник неопределенности связан с выбором параметров вероятностной модели, то есть от вида и диапазона ковариационной функции

или от геометрических параметров седиментологических тел в объектной модели. Из немногочисленных публикаций по этому вопросу следует, что степень неопределенности, связанная с данными параметрами, может быть значительной [22].

4. **Неопределенность, связанная с равновероятностными реализациями.** Этот вид неопределенности обычно встречается при стохастическом моделировании, как это видно на рис. [20]. В общем случае влияние неопределенности, связанной с различными реализациями некоторой случайной функции, незначительно по сравнению с обсуждавшимися до этого факторами.

Всесторонняя оценка неопределенности, характерной для определенной геологической модели, должна учитывать большое число параметров. Хотя, возможно, не имеет смысла применять это на практике, важно понимать, по крайней мере с точки зрения качества, что то, что мы обычно называем оценкой неопределенности, на самом деле представляет собой лишь ограниченное видение проблемы.

3.4. Неоднородность пласта

В предыдущих главах мы обсудили, как построить адекватную геологическую модель пласта, делая акцент на проблемах интеграции имеющейся в наличии статической информации. Для геолога такое всестороннее описание, основанное на создании структурной, стратиграфической и литологической моделей, представляет собой достаточно подробную характеристику совокупной геологической сложности пласта. Однако такая характеристика все же может оказаться недостаточной, если речь идет о динамических свойствах месторождения. Если геологическое описание не охватывает основных особенностей движения флюидов в пласте, значит, мы не в полной мере учли один из самых значимых факторов, влияющих на динамическое поведение месторождения: **неоднородность пласта**.

Неоднородности пласта — это от мелко- до крупномасштабных геологические особенности, которые могут быть или не быть значимыми с точки зрения строго **статического** описания характеристик пласта, но в действительности оказывают большое влияние на движение флюидов. Поэтому неоднородность пласта не в полной мере является статическим вопросом, по крайней мере, не только статическим.

Интересным и, возможно, даже удивительным последствием этого наблюдения является тот факт, что воздействие неопределенности пласта связано с негеологическими параметрами, такими как отношение подвижности, PVT-свойства, объем водоносного горизонта и стратегия разработки. Другими словами, одна и та же степень неоднородности пласта может быть значимой, например, тогда, когда пласт нефтенасыщен, и не быть таковой, если речь идет о газонасыщенном коллекторе.

Для того же самого пласта описание неоднородностей может быть очень важным на некоторых этапах изучения, например при организации вторичных методов увеличения нефтеотдачи, но может оказаться необязательным при моделировании стадии первичной разработки.

С этой точки зрения отношение между неоднородностью пласта и динамическими параметрами месторождения является одним из ключевых вопросов комплексного изучения, так как позволяет установить степень точности и достоверности геологического описания.

В рамках изучения коллекторских свойств, где конечной целью является динамически-ориентированное описание пласта, изучение видов неоднородности и их влияния на движение флюидов — та работа, которая всегда требует пристального внимания. Представляя собой сложную межотраслевую проблему, изучение и определение характеристик неоднородностей пласта требует объединения усилий специалистов различных отраслей, занимающихся данным исследованием, от геофизика до инженера-разработчика.

Этот раздел подразделяется на две основные части. В первой части дается классификация видов неоднородностей пласта, в зависимости от их геологического масштаба и влияния на движение флюидов. Во второй части будут обсуждаться некоторые статические и динамические методики, которые могут использоваться для того, чтобы определить и охарактеризовать эти особенности.

3.4.1. Классификация неоднородностей коллектора

Любой пласт изначально является неоднородным. Различия в литологии, текстуре и сортировке, а также наличие трещин, разломов, экранов и диагенетические эффекты различной природы являются основными факторами возникновения того, что мы называем общим термином неоднородность пласта.

Наличие этих особенностей влияет на движение флюидов на разных уровнях, от микро- до мегамасштаба. В частности, они в значительной мере влияют на эффективность процесса вытеснения и, соответственно, на показатели остаточной нефтенасыщенности и конечный коэффициент нефтеотдачи. Поэтому при разработке и эксплуатации месторождения правильная оценка неоднородности пласта является существенным моментом, который необходимо явно принимать в расчет при создании гидродинамической модели пласта.

Классификация видов неоднородностей пласта основывается на масштабе, генезисе и влиянии на потоки пластовых флюидов. Такое описание было предоставлено Вебером [23] и обобщено на рис. 3.21 В зависимости от масштаба может быть выделено семь основных типов неоднородностей. По происхождению они могут относиться как к стратиграфическим, так и к структурным.

В следующих пунктах будут обсуждаться основные виды неоднородностей в мелком и крупном масштабе, при этом особое внимание будет уделяться их роли при построении модели пласта.

3.4.1.1. Мелкомасштабные неоднородности

В реально существующих системах осадочных пород мелкомасштабные неоднородности практически всегда могут быть определены по имеющемуся керновому материалу.

В масштабе пор (**микромасштаб**) неоднородности главным образом связаны с наличием смеси различных видов пор. Это четко прослеживается в карбонатных системах, где часто сосуществуют различные виды первичной и вторичной пористости.

В масштабе керна (макромасштаб) неоднородности часто бывают связаны со слоистостью и косой слоистостью. Фактически, с точки зрения осадконакопления, единственным осадочным образованием, которое может считаться внутренне однородным, является слой (см. таблицу 3.1). Являясь продуктом единичного, мгновенного с точки зрения геологии события осадконакопления, слой не содержит внутри себя сколько-нибудь значительных неоднородностей. Однако слои являются очень тонкими (толщиной от нескольких миллиметров до 1–2 сантиметров). Совокупности слоев, которые в стратиграфическом смысле являются



Рис. 3.21. Классификация типов неоднородности коллектора [23]

генетическими образованиями более высокого порядка, могут характеризоваться значительной степенью неоднородности.

На образцах керна является обычной практикой измерять различия в проницаемости на одном уровне или даже между отдельными слоями [24]. На рис. 3.22 изображен пример мелкомасштабных неоднородностей в образце керна, обусловленных различиями в текстуре осадочной породы и наличием карбонатных прослоев. Также показаны различия в показаниях минипермеаметра. Очевидно, что эти мелкомасштабные особенности оказывают значительное воздействие на микроскопическую эффективность потока, а следовательно, и на коэффициент нефтеотдачи вследствие капиллярных эффектов.

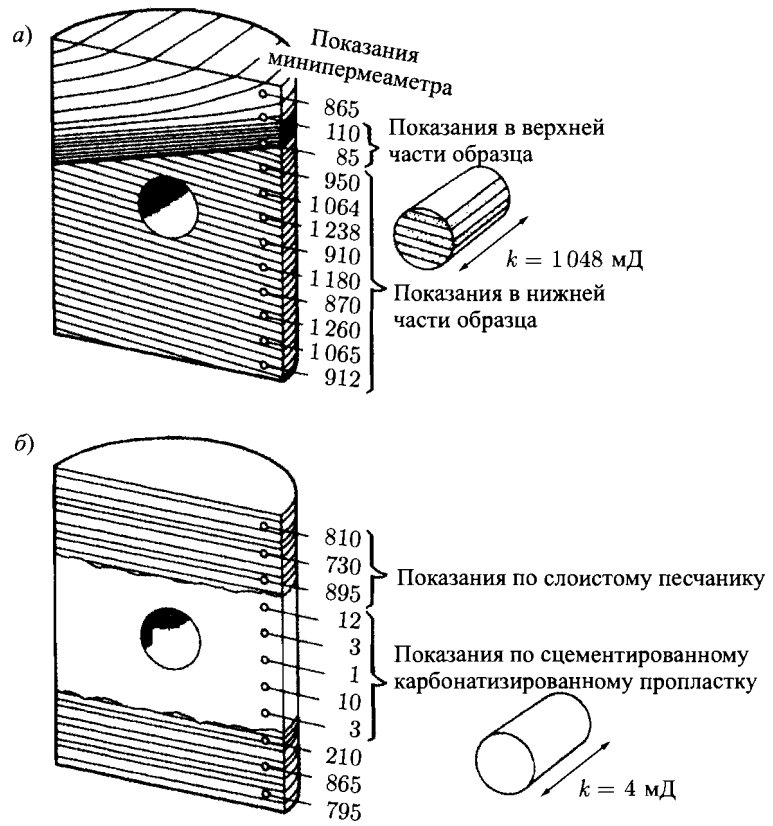


Рис. 3.22. Мелкомасштабные неоднородности в образце керна [24]: *а*) образец песчаника с фестончатым переслаиванием; *б*) баровый образец песчаника с карбонатизированным пропластком

В свете этих наблюдений неизбежно встает вопрос: как нам следует поступать с такими неоднородностями и как мы можем их воспроизвести на гораздо более крупных ячейках гидродинамической модели.

Несколько публикаций исследователей из Heriot-Watt University посвящены проблемам мелкомасштабных неоднородностей и их влиянию на движение

флюидов [25]. В идеале мелкомасштабные неоднородности должны учитываться в явной форме, а для сохранения в более крупном масштабе влияния таких неоднородностей на движение флюидов необходимо применять соответствующие процедуры ремасштабирования. Однако эта стадия может потребовать очень значительных временных затрат, поскольку в этом случае предполагается использование численного моделирования для того, чтобы верно описать процесс и получить адекватные псевдофункции.

На практике это применяется очень редко, а описание фаций производится в макромасштабе с применением усредненных петрофизических значений, которые рассчитываются без должного внимания к мелкомасштабным неоднородностям. Поэтому существует неявное предположение, в соответствии с которым в мелком масштабе порода может считаться однородной.

Хотя в большинстве случаев практика ограничивается этим предположением, наличием и воздействием мелкомасштабных неоднородностей не следует пренебрегать *априори*. В особенности необходимо исследовать такие параметры, как анизотропия по проницаемости (Kh/Kv) и остаточная нефтенасыщенность (*Sor*), поскольку они могут играть важную роль в общем динамическом поведении пласта.

3.4.1.2. Крупномасштабные неоднородности

Крупномасштабные (мегамасштабные) неоднородности являются самыми значительными видами внутренней прерывистости пласта. Они могут препятствовать движению флюида и быть ответственными за то, что мы называем прерывистостью пласта. Также они могут являться предпочтительными путями движения флюидов относительно однородных низкопроницаемых вмещающих пород. В обоих случаях их воздействие на динамику пласта может решающим образом сказываться на продуктивности месторождения, поэтому их выявление и оценка являются непременной составляющей любого изучения коллекторских свойств пласта.

Что касается рис. 3.21, главными видами крупномасштабных неоднородностей являются разломы, проводящие или непроводящие, границы генетических образований, пропластки с высокой или низкой проницаемостью и глинистые экраны. Трещины, либо открытые, либо залеченные, представляют собой еще один важный вид неоднородности пласта. Основные характеристики этих неоднородностей и их влияние на движение флюида будут кратко обсуждаться в следующих разделах.

А. Разломы

Разломы являются типичными видами структурной прерывистости. Разлом может быть непроводящим, частично проводящим и проводящим и поэтому может представлять собой преграду, препятствие или канал для движения флюидов. Следовательно, когда речь идет о разломах, ученым приходится не только выделять их, но и оценивать степень их проводимости.

С теоретической точки зрения было выявлено четыре основных механизма формирования непроводящих разломов [26].

1. **Наложение пород**. Коллекторы откладываются на породы с низкой проницаемостью, то есть глины.
2. **Глинистое загрязнение**. Попадание глины в плоскость разлома, ведущее к образованию поверхности с низкой проницаемостью.
3. **Катаклазис**. Измельчение зерен песка, вследствие чего образуется мелкозернистая поверхность с высоким входным капиллярным давлением.
4. **Диагенез**. Преимущественная цементация, которая создает преграду на пути потока жидкости, полностью или частично заполняя первичную пористость.

Заметьте, что за исключением наложения все остальные механизмы приводят к уменьшению проводимости на границе песчаник–песчаник.



Рис. 3.23. Механизм формирования глинистого загрязнения

Для оценки проводящей способности разломов были разработаны некоторые теоретические методы. Так, например, наложение может изучаться посредством графов, которые позволяют воспроизвести амплитуду разлома и предсказать наличие определенных литологических образований на его поверхности [27].

Вероятность того, что попадание глины в разлом приведет к возникновению барьера, препятствующего движению флюидов, также может быть определена при помощи параметра, известного как проводимость глинистого загрязнения [28]. Совсем недавно было описано интересное применение этих теоретических моделей на шельфе месторождения Luisiana [29].

Однако эти методы сложно применить, потому что в большинстве случаев геометрия поверхности разлома слишком сложна и не может быть определена с должной точностью. Кроме того, другие происходящие процессы, такие как катаклазис или диагенез, распространены неравномерно, часто бывают взаимосвязанными и плохо поддаются количественной оценке.

Поэтому с практической точки зрения эти методы уместнее применять в ходе разведки, когда информации мало. В рамках комплексного изучения коллекторских свойств пласта оценка проводимости разлома обычно осуществляется другими методами, о чем пойдет речь далее в этой главе.

B. Границы генетических образований

Границы генетических образований практически всегда встречаются в реально существующих системах осадконакопления. Они представляют собой стратиграфические перерывы с различной проводимостью, зависящей от ряда факторов

(различия в литологии или петрофизических свойствах, наличие эрозионной поверхности или плотных пород...).

Изолированные бары или каналы, песок или линзы конгломератов в пределах глинистых отложений являются типичными примерами границ генетических образований, которые создают прерывистость пласта в аллювиальных обстановках с русловыми отложениями низкой извилистости, прибрежных распределительных каналах или в глубоководных оползневых отложениях. Детерминистическая корреляция каротажных диаграмм в таких условиях может оказаться затруднительной, поэтому иногда могут применяться вероятностные модели для трехмерного представления распределения этих геологических тел. Степень взаимосвязи этих песчаных тел определяет стратиграфическую фрагментацию пласта.

Однако даже при отсутствии значительного литологического контраста границы генетических образований в большинстве случаев являются границами для потока флюидов. Как уже говорилось в пункте 3.2.1, это также является одной из главных причин применения сиквенс-стратиграфии для определения основных корреляционных поверхностей геометрической структуры пласта.

C. Глинистые и проницаемые пропластки

В терригенных пластах часто наблюдается наличие глинистых или алевритовых пропластков внутри основных генетических образований. Такие особенности можно обнаружить по керну или каротажным диаграммам, а их латеральная протяженность зависит от условий осадконакопления. Так, например, в морских условиях латеральная протяженность этих пропластков может быть значительной, достигая межскважинного расстояния. Однако при других условиях осадконакопления, особенно в континентальных, протяженность этих глинистых тел может быть весьма ограниченной (рис. 3.24). В научной литературе такие пропластки часто обозначаются как случайные глины, так как их расположение в пласте не может быть определено с достаточной точностью.

Карбонатизированные пропластки представляют собой другой вид неоднородности, часто встречающийся внутри генетических образований. Их можно найти как в карбонатных системах, обычно на стыке циклов осадконакопления, так и в терригенных пластах, где их образование связано с процессами диагенеза. В обоих случаях они могут быть различной протяженности, хотя в целом значительная латеральная выдержанность встречается достаточно редко.

Глинистые и карбонатные пропластки главным образом влияют на вертикальное сообщение внутри пласта. При наличии таких неоднородностей, особенно когда их латеральная протяженность значительна, вертикальная проницаемость пластов может фактически сводиться к нулю. Поэтому когда их присутствие не определяется и не отражается в модели соответствующим образом, это неизбежно приводит к неверному представлению процесса вытеснения.

D. Естественные трещины

Естественные трещины являются особым видом неоднородности пласта. Они встречаются на всех уровнях от мелкомасштабных структур (микротрещи-

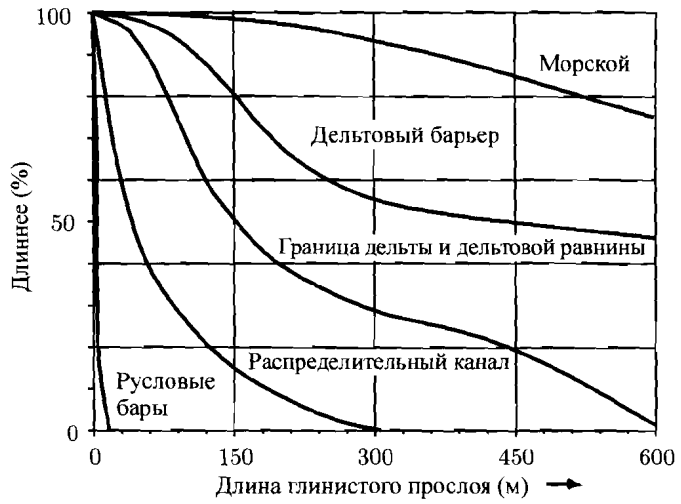


Рис. 3.24. Протяженность глин в различных условиях осадконакопления [23]

ны, стилолиты) и до уровня мегамасштаба (разломы, направление региональных трещин).

Даже при том, что естественные трещины могут быть непроводящими и быть преградой на пути потока флюидов, в большинстве трещиноватых коллекторов они образуют сообщающуюся сеть, что повышает отдачу пласта.

Во многих случаях, например в карбонатных низкопористых коллекторах, динамическое поведение месторождения может полностью определяться системой трещиноватости, тогда как матрица играет второстепенную роль.

На таких месторождениях трещины уже не могут считаться неоднородностями пласта, так как основной целью геологического описания становится характеристика сети трещин с учетом таких аспектов, как распределение трещин, их плотность, раскрытость, пористость и проницаемость.

С другой стороны, в терригенных и пористых карбонатных пластах трещины могут встречаться на отдельных участках, например в виде изолированных скоплений, которые локально улучшают коллекторские свойства. В таких трещиноватых областях гидравлическое поведение системы трещин может доминировать над второстепенным влиянием матрицы и может вызывать неравномерный охват пласта вытесняющим агентом. Особенно в тех случаях, когда активно реализуются проекты нагнетания в залежь газа или воды и закачиваемые флюиды могут преждевременно прорваться в добывающие скважины через систему трещин.

В этих случаях естественные трещины могут с полным правом считаться неоднородностями пласта, так что необходимо учитывать их влияние на его совокупное поведение.

3.4.1.3. Влияние неоднородностей на нефтеотдачу

В заключение этого раздела, посвященного описанию и классификации неоднородностей пласта, важно определить, какое воздействие на эксплуатационные характеристики месторождения оказывают его различные неоднородности.

Таблица 3.2 иллюстрирует относительную значимость некоторых неоднородностей в отношении важных гидродинамических свойств пласта. Изучая таблицу, необходимо помнить, что реальное воздействие этих особенностей также связано и с другими параметрами пласта, такими как тип флюида и технология добычи, которые мы здесь не рассматриваем.

Таблица 3.2. Влияние типа неоднородности пласта на нефтеотдачу [24, с изменениями]

Тип неоднородности пласта	Целостность пласта	Эффективность вытеснения		
		по горизонтали	по вертикали	на микроскопическом уровне
Крупный масштаб				
Непроводящий разлом	×	×	×	
Частично проводящий разлом	○	×	×	
Проводящий разлом	○	×	×	
Границы генетических образований	×	×	×	
Зональные распределения проницаемости		○	×	○
Глинистые и уплотненные прослои		○	×	○
Открытые трещины		×	×	
Залеченные трещины		×	×	
Мелкий масштаб				
Переслаивание и косая слоистость		○	○	×
Минералогия и текстура			×	
Открытые микротрещины		×	×	×
Залеченные микротрещины		×	×	×

○ — умеренное воздействие
× — сильное воздействие

3.4.2. Определение неоднородности пласта

В этой главе рассматривается множество методов, которые могут использоваться для определения наличия *неоднородности пласта и, в более широком смысле, для оценки его внутренней геометрии* в том, что касается прерывистости и связности генетических образований.

В принципе могут применяться различные методы, предполагающие использование как статических, так и динамических данных. Они могут быть объеди-

нены в четыре большие группы, которые перечислены ниже в том порядке, в котором они обычно используются в типичном проекте разработки.

1. **Геофизические данные**. Двух и трехмерная сейсморазведка является важнейшим источником информации, когда речь идет об описании внутреннего строения пласта. Значимость данных, полученных этими методами, выше на ранней стадии разработки месторождения, в условиях нехватки информации из других источников данных. Другие, более сложные методы геофизических исследований, как, например, вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) и межскважинная сейсморазведка, могут применяться на более поздних стадиях разработки месторождения, с тем чтобы уточнить строение определенных участков пласта.

2. **Флюидные данные**. Различия в отметках межфлюидных контактов и пространственные изменения состава нефти и пластовой воды обычно можно отследить на ранних стадиях разработки месторождения посредством анализа отобранных образцов. Эти различия могут свидетельствовать о прерывистости пласта.

3. **Гидродинамические данные**. Испытания скважин с изменением давления осуществляются в течение всего срока эксплуатации месторождения для того, чтобы оценить продуктивность скважины и загрязнение призабойной зоны. При наличии высококачественных данных, эти тесты также могут послужить источником важной информации о внутренней геометрии пласта. В некоторых случаях на начальном этапе разработки месторождения применяются специальные методы, такие как испытание скважины на определение границ пласта, предполагающее оценку целостности пласта и направленное на снижение риска, связанного с неблагоприятными условиями прерывистости.

4. **Данные добычи**. Показатели производительности скважины часто являются окончательным и наиболее надежным источником информации о прерывистости пласта. К сожалению, эти данные становятся доступными только тогда, когда разработка месторождения находится на последней стадии или уже завершена. Поэтому они оказываются полезными главным образом при последующем изучении пласта, например, когда рассматриваются проекты вторичных методов увеличения нефтеотдачи.

В следующих разделах мы покажем, как эти методы могут применяться на практике для оценки влияния неоднородности коллектора и определения степени его внутренней прерывистости.

3.4.2.1. Сейсмические методы

Сейсмические методы являются бесценным источником информации при оценке неоднородности пласта. Сейсмические изображения по праву могут считаться самым важным средством, позволяющим определить местонахождение

мегамасштабных как структурных, так и стратиграфических неоднородностей пласта. Эти методы имеют наибольшее значение на начальных стадиях разработки месторождения, когда другие виды информации, такие как данные добычи, еще недоступны.

Для определения характеристик пласта сейморазведку стали применять сравнительно недавно, так как ранее эти методы традиционно использовались лишь для уточнения внешней геометрии месторождения (см. пункт 3.1). Однако с начала 1990-х доступность менее дорогостоящих и более высококачественных данных, а также развитие инновационных методов вызвали новый всплеск интереса к этой проблеме. Уже в 1992 году была опубликована первая монография, целиком посвященная сейсморазведке месторождения [30], что способствовало распространению этих новых методов.

Сегодня существует целый ряд сейсмических методов, которые регулярно используются при изучении коллекторских свойств, и можно не сомневаться, что в будущем они все в большей мере будут становиться ключевыми технологиями для описания внутреннего строения пласта.

Остальная часть данной главы поделена на три раздела, в каждом из которых обсуждается определенный вид сейсморазведки (наземная, скважинная и межскважинная). Мы увидим, каким образом их можно использовать для определения внутреннего строения пласта.

А. Наземная сейсморазведка

Методы наземной сейсморазведки могут применяться для исследования внутреннего строения пластов, если доступны сейсмические данные высокого качества. В частности, как уже отмечалось в пункте 3.1.2.1, сейсмические данные могут применяться для поиска и определения местонахождения структурных и стратиграфических особенностей, которые могли привести к внутренней неоднородности пласта, даже если они и не дают информацию о флюидоупорных свойствах таких неоднородностей.

Главной проблемой в области сейсморазведки остается ее разрешающая способность, поскольку именно от этого зависит, что можно определить по сейсмическим данным. Разрешающая способность сейсморазведки представляет собой возможность разграничить признаки, характерные для тех или иных объектов, и она зависит от скорости и частоты волновых пакетов: разрешение выше, когда скорость низкая, а частота высокая. Поэтому неглубоко залегающие пласты, для которых обычно характерны более низкая скорость прохождения волны через породу и более высокий частотный состав, отображаются с гораздо более высоким разрешением, чем глубоко залегающие пласты.

Наличие неоднородностей пласта может быть установлено при помощи традиционной временно́й интерпретации (сейсмические разрезы и горизонтальные срезы (слайсы)), но и анализ сейсмических атрибутов получает все большее распространение.

Чаще всего используется такой атрибут, как амплитуда волны, поскольку нарушения структуры пласта обычно оказывают значительное воздействие на

амплитуду отраженной волны. Другие атрибуты, такие как азимут падения и угол падения, позволяют получить псевдообъемное изображение интерпретируемой поверхности и дают возможность выявить мелкомасштабные особенности структуры, которые почти незаметны на традиционных 2D сейсмических временных разрезах.

Недавно стал применяться еще один сейсмический атрибут — куб когерентности, который позволяет определить прослеживаемые от трассы к трассе нарушения в рамках данного сейсмического куба. Так же как и в случае анализа динамических параметров, идея состоит в том, что при наличии разломов и других структурных нарушений когерентность сейсмического сигнала нарушается.

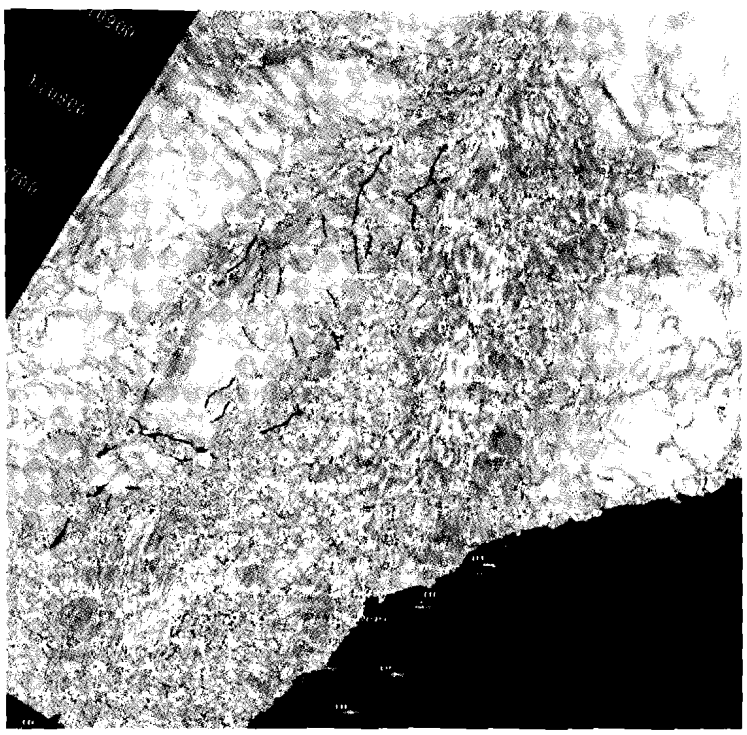


Рис. 3.25. Карта фронта импульса (с разрешения PDVSA E&P)

На рисунке 3.25 приведен пример карты атрибута, которая может быть отображена и проанализирована на рабочей станции на стадии интерпретации. На этой карте изображен так называемый *edge*, атрибут, который определенным образом отражает *неровность* поверхности и может быть использован для выявления разломов и трещин. Конечно, важнейшей проблемой, возникающей при таких работах, является реальное значение интерпретируемой структуры, так как во многих случаях помехи могут легко быть приняты за особенности пласта.

Другие недавно появившиеся методики позволяют получить более точное представление о внутреннем строении пласта. Некоторые из них уже доступны

для геологов и геофизиков, другие все еще находятся на стадии разработки. К первым можно отнести 3D-3C (трехкомпонентную) сейсморазведку, когда фиксируются 3 пространственные составляющие упругих волн, что позволяет получить массив поперечных сейсмоволн (P_s) в дополнение к традиционным продольным. Другим примером набирающих популярность методов является анализ зависимости амплитуды отражения от удаления [AVO (Amplitude vs. Offset) analysis], что в некоторых случаях позволяет получить более точное описание пласта.

Один из примеров применения таких методик приводится в источнике [31]. В данном случае производилась интерпретация 3D-3C сейсмосъемки, а также проводился анализ зависимости амплитуды отражения от удаления. Этот анализ с применением обоих методов позволил увидеть различия между каналами, заполненными глинистым материалом, и каналами, заполненными песком, в системе врезанных долин мелового периода.

B. Сейсмические исследования в скважинах

Примерно двадцать лет назад скважинная сейсморазведка обладала достаточно ограниченными возможностями для получения геофизических данных. Данные сейсмокаротажа были единственными параметрами, регистрируемыми в скважинных условиях с целью сопоставления временных данных наземной сейсморазведки с глубинной скважинной информацией.

В течение 80-х годов стало очевидно, что, когда началась регистрация полного поля упругих волн, традиционный сейсмокаротаж мог стать инструментом построения структурных карт. Поверхностный источник взрыва в месте расположения скважины и на некотором расстоянии от нее с одновременной регистрацией волновых пакетов в скважине позволял получить двухмерные изображения пласта, которые можно было сопоставить и объединить с данными наземной сейсморазведки.

Такой вид исследования называется непродольное сейсмическое профилирование (непродольное ВСП). При альтернативной схеме используются различные расстояния, так что регистрация сейсмических данных осуществляется при постоянном удалении от скважины. На практике это достигается посредством передвижения судна с источником волн в заранее определенном направлении, поэтому данный вид сейсморазведки называется уровенным вертикальным сейсмическим профилированием (уровенным ВСП).

Непродольное и уровенное ВСП за последние годы получили существенное развитие, в особенности это касается расположения группы скважинных сейсмоприемников. Эти методы, широко применяемые по всему миру, дают возможность получить ценнейшую крупномасштабную информацию, которая может быть собрана в скважинных условиях. Дальнейшее развитие этих традиционных методик представлено трехмерным ВСП [32].

Главное преимущество скважинной сейсморазведки заключается в возможности зафиксировать менее зашумленную сейсмическую информацию, так как волны проходят через покрывающие толщи только один раз. В дополнение к

этому, регистрируемый сигнал характеризуется более высоким частотным составом и, как следствие, более высокой разрешающей способностью по сравнению с наземной сейсморазведкой.

Заслуживающий внимания пример применения ВСП для определения характеристик пласта приведен на рис. 3.26 (из [33]). Это изображение разлома в Pueblo Viejo, являющегося одним из главных структурных особенностей месторождения Marcaibo Lake, Венесуэла. На этом рисунке представлены результаты непродольного ВСП, сопоставленные с соответствующими профилями поверхностной сейсморазведки. Примечательно улучшение разрешающей способности на данном рисунке: если по данным поверхностной сейсморазведки можно было различить только *зону* разлома, то на изображении ВСП ясно видна плоскость разлома.

Применение таких методов оказывается бесценным при изучении и разработке месторождения. Поэтому, несмотря на то что скважинная сейсморазведка все еще является более дорогостоящей по сравнению с традиционными методами оценки продуктивности пласта, она является важным источником информации для описания его характеристик. Эволюция применяемых в настоящее время методов в направлении более сложной геометрии системы наблюдений даст возможность получать все большее количество информации и при этом позволит оптимизировать время выполнения и затраты.

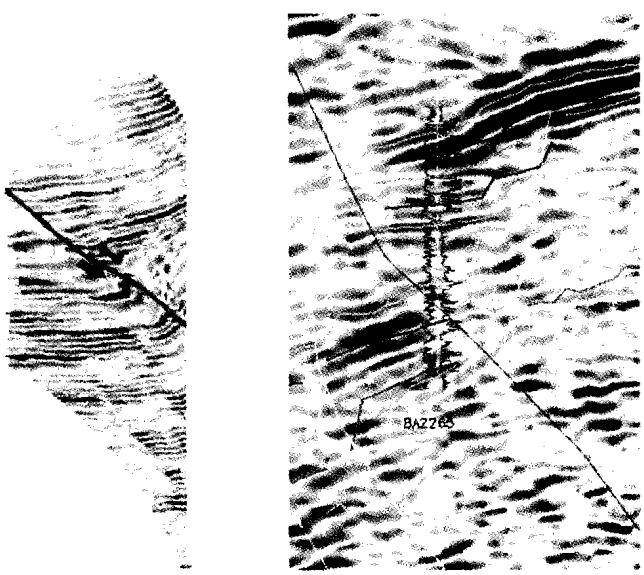


Рис. 3.26. Изображения плоскости разлома по ВСП (слева) и по данным наземной сейсморазведки [33]

C. Межскважинная геофизическая разведка

Суть межскважинной сейсморазведки состоит в изображении пласта между двумя или более скважинами, индуцируя сейсмические волны в одной сква-

жине (скважина-источник) и регистрируя их в соседней скважине (скважина-приемник).

Сейсмоисточник обычно является пьезоэлектрическим и работает в частотном диапазоне 200 – 2000 Гц, то есть на значительно более высоких частотах, чем при любом виде поверхностной сейсморазведки. Это позволяет добиться гораздо более высокого разрешения, хотя и на менее значительных расстояниях. Полные пакеты сейсмических волн регистрируются в наблюдательной скважине, а соответствующая обработка дает возможность создать изображение поля скоростей (которое также называется *томограммой поля скоростей*), а также изображения, получаемые с помощью отраженных продольных (P) и поперечных (S) сейсмоволн.

Преимущества этого вида исследования очевидны, если учесть четкость и разрешающую способность сейсмических изображений. Тем не менее, все еще существует ряд недостатков, начиная от стоимости такого рода операций, которая пока еще довольно высока. Кроме того, обработка исходных данных, а также их последующая интерпретация часто представляют сложности.

По этим причинам до настоящего времени межскважинная сейсморазведка применяется главным образом в совместных проектах исследования, когда используются и другие независимые подходы по сбору пластовых данных. Результаты одного из таких реальных проектов, который также включал в себя сиквенс-стратиграфию, керновый анализ, классификацию фаций и геостатистическое моделирование, обобщены в недавно вышедшей публикации [34].

Несмотря на относительную молодость межскважинной сейсморазведки, в нефтяной промышленности и среди сервисных компаний наблюдается значительный интерес, свидетельствующий о росте потенциала данного метода. Ключевым моментом в области межскважинной сейсморазведки является тот факт, что она потенциально позволяет решить одну из исторических проблем для инженеров-разработчиков — проблему связности пласта. Действительно, при соответствующей обработке данные, полученные в ходе межскважинной сейсморазведки, могут стать ценным источником информации о связности внутри пласта. Некоторые разработчики программного обеспечения уже предлагают специальные методы обработки, которые позволяют проводить так называемое *картирование сообщаемости*. При этом процессе используются амплитуда и частотный состав продольной и поперечной волн, проходящих через пласт, а также энергия, которая теряется при этом. Данный метод основывается на предположении, что сейсмическая сообщаемость определенным образом согласуется с гидродинамической связностью, хотя это и не всегда очевидно.

За последние несколько лет произошло заметное увеличение количества литературы по проблемам межскважинной сейсморазведки и ее практического применения. Недавно вышла интересная публикация, в которой описывается межскважинная сейсморазведка и интерпретация полученных данных на примере шельфового месторождения в Персидском заливе [35]. Результаты этой работы обобщены на рис. 3.27, где представлен сейсмический разрез между двумя скважинами. В данной схеме пьезоэлектрический сейсмоисточник был помещен

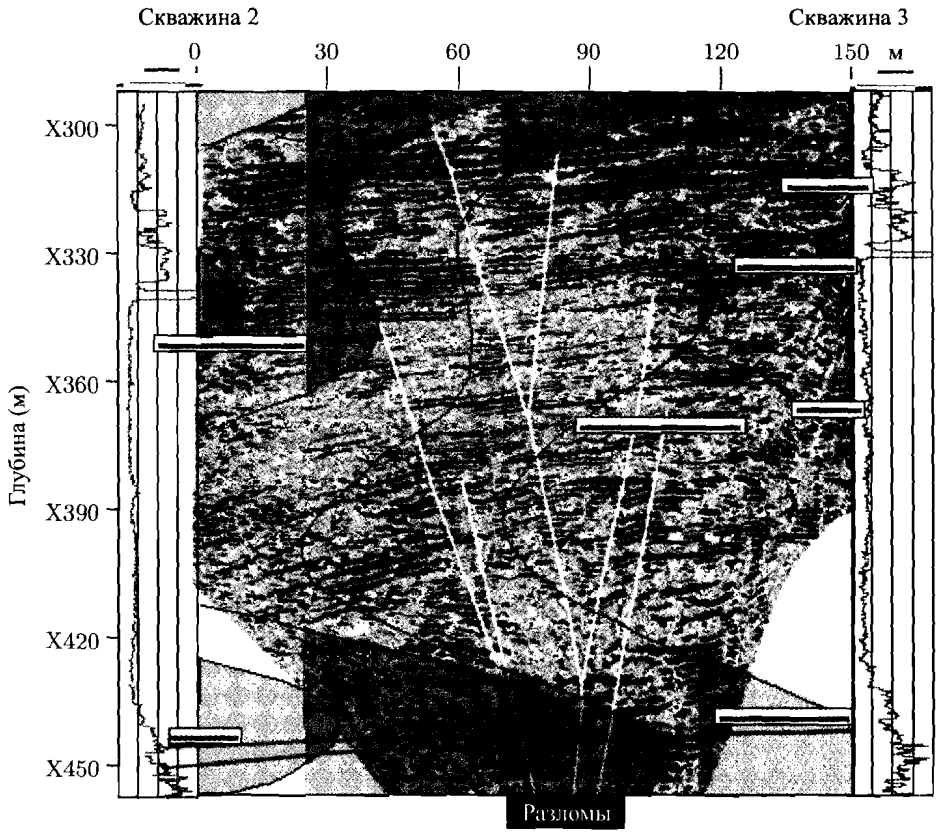


Рис. 3.27. Межскважинный сейсмический разрез по данным МОВ

в скважине 3, а цепь приемников располагалась в скважине 2. Интерпретация данных межскважинной сейсморазведки приводится вместе с исходными данными поверхностной сейсморазведки. Легко заметить, что разрешающая способность межскважинной сейсморазведки по вертикали составляет примерно 0,6 м, то есть по крайней мере на один порядок лучше, чем при поверхностной сейсморазведке, и сравнимо с разрешающей способностью каротажа. На этом рисунке можно заметить утончение и выклинивание пласта, а также малоамплитудные разломы.

3.4.2.2. Данные флюидов

Данные флюидов (углеводородов или пластовых вод), дают достоверную информацию о неоднородности пласта, которой часто пренебрегают. Существует множество методов для получения таких данных, и объединение полученных результатов может стать ключом к лучшему пониманию связности пласта.

Что касается пластовых флюидов, важной информацией является пространственное изменение некоторых параметров, таких как состав или свойства PVT. Такое изменение, если оно существует, может свидетельствовать о существовании преграды на пути потока флюидов внутри пласта.

Пространственные изменения в распределении пластовых флюидов являются следствием процессов, которые происходят очень долго в геологическом масштабе времени. В этом смысле данные флюидов отличаются от всех других видов пластовой информации и могут считаться **квазидинамическими данными**, в отличие от статических данных, таких как каротажные диаграммы или сейсмические данные, и динамических данных, какими являются данные добычи.

В этом разделе мы попытаемся проанализировать, как неоднородность пласта может быть выведена из различий в латеральном и вертикальном распределении флюидов. В первую очередь будет рассматриваться общий случай различных контактов газа/нефти/воды, а затем будет показано, как свойства PVT, химический состав и более сложные геохимические методики могут применяться на различных этапах разработки месторождения для того, чтобы определить, существуют ли старые или современные преграды на пути потока флюидов в пласте.

Первоисточник [36] представляет собой итоговую публикацию, в которой предлагается всестороннее описание того, как эти методы могут применяться и объединяться в целях улучшения существующего описания характеристик пласта на начальном этапе разработки месторождения.

А. Межфлюидные контакты

Во время открытия месторождения пластовые флюиды пребывают в гидравлическом равновесии и распределяются по вертикали в зависимости от их плотности при пластовом давлении и температуре. Граница между этими флюидами является горизонтальной, и поэтому, если коллектор является гидравлически связанным, во всех скважинах межфлюидные контакты будут наблюдаться на одной и той же глубине. Как следствие, если в различных скважинах, пробуренных в том же самом пласте, межфлюидные контакты обнаруживаются на разных глубинах, велика вероятность того, что данный коллектор разобщен.

Из этого простого правила имеется несколько примечательных исключений, хотя самым обычным из них является существование наклонного контакта. Например, наличие активной гидродинамики или латеральной изменчивости петрофизических свойств коллектора может приводить к возникновению реально существующих или кажущихся наклонов водонефтяного контакта (ВНК), которые не обязательно обусловлены неоднородностями коллектора.

С другой стороны, необходимо заметить, что наличие общего межфлюидного контакта во всех скважинах, пробуренных в пласте на этапе изучения, само по себе не является гарантией связности коллектора. В некоторых случаях бывает так, что экраны на пути потока флюидов возникают только после стадии миграции углеводородов как следствие диагенетических эффектов, обусловленных циркуляцией флюидов в пласте. В этом случае экраны в пласте обычно удается выявить только после начала эксплуатации, наблюдая, например, различный подъем уровня контактов в различных блоках вследствие извлечения пластовых флюидов.

Однако в большинстве случаев общее правило является верным, и различия в глубине контактов могут свидетельствовать о степени прерывистости пласта.

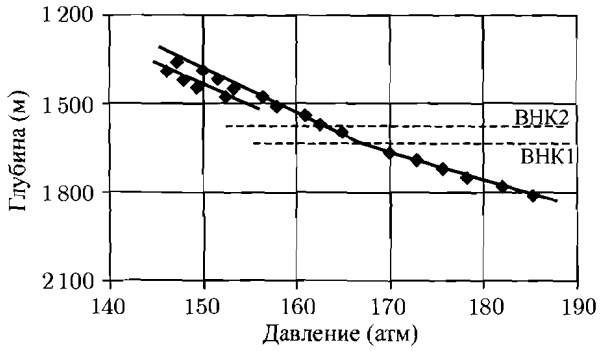


Рис. 3.28. Измерения испытателем пластов на кабеле и положение границы ВНК

Для определения границы контакта флюидов можно использовать несколько типов данных, начиная от каротажных диаграмм и заканчивая стандартным керновым анализом и замерами давления. Не рассматривая этот вопрос излишне подробно, следует заметить, что замеры давления, сделанные при помощи испытателя пластов на кабеле (WFT = Wirline Formation Test), являются одним из самых эффективных способов определения межфлюидных контактов на любой стадии эксплуатации месторождения.

Пример таких измерений показан на рис. 3.28, где представлены данные давления, полученные в двух различных скважинах в начальной стадии разработки месторождения. На этом месторождении было сделано предположение о присутствии разлома внутри пласта на основании интерпретации данных сейсморазведки. В одной из двух скважин встретился водонефтяной контакт (ВНК1), который четко виден на графике, полученном с использованием данных испытателя пластов на кабеле, на глубине 1,676 метров. Во второй скважине этот контакт не был достигнут, однако данные свидетельствуют о том, что она гидравлически изолирована от первой скважины. Заметьте, что, если две эти скважины связаны общей гидродинамической системой, положение контакта во второй скважине может быть получено за счет экстраполяции данных давления на градиент водоносного горизонта (ВНК2).

Еще один интересный момент, который можно отметить на данном графике, заключается в том, что обе скважины имеют один и тот же нефтяной градиент, на основании чего можно предположить, что оба этих пластовых блока насыщены одинаковой нефтью.

Кроме того, можно заметить, что на любой глубине в пределах столба нефти в скважине для обеих скважин характерна постоянная разница давления порядка 4 атм. Это означает, что, каким бы ни был механизм герметизации разлома внутри пласта, его потенциал превышает 4 атм. С другой стороны, это не является гарантией того, что при перепадах давления, возникающих в ходе добычи

(которые обычно значительно превышают 4 атм), этот разлом будет вести себя как экран. Когда существует неопределенность относительно потенциала герметичности определенного разлома, единственная информация, которая способна развеять все сомнения, может быть получена исходя из данных продуктивности пласта.

B. Вариации состава углеводородов

Вариации состава углеводородов в рамках продуктивного пласта могут быть связаны с целым рядом механизмов. Некоторые из них действуют на первых этапах генерации углеводородов, тогда как другие имеют место после формирования ловушки.

Самый обычный процесс, ответственный за вариации состава углеводородов в масштабе всего пласта, возможно, связан с преобразованием нефтематеринской породы, которая имеет тенденцию образовывать углеводороды с поэтапно изменяющимся составом, от более зрелой к более легкой нефти. Эти зрелые нефти заполняют ту часть пласта, которая располагается ближе всего к зоне нефтеобразования, обычно в самых нижних крыльях залежи, тогда как более тяжелые нефти, образовавшиеся раньше, накапливаются ближе к кровле пласта.

К другим механизмам, способным порождать изменения состава углеводородов, относятся биодеградация нефти и потеря газа. Оба эти механизма способствуют исчезновению из нефтей более легкой фракции и обычно действуют неоднородно в различных областях продуктивного пласта.

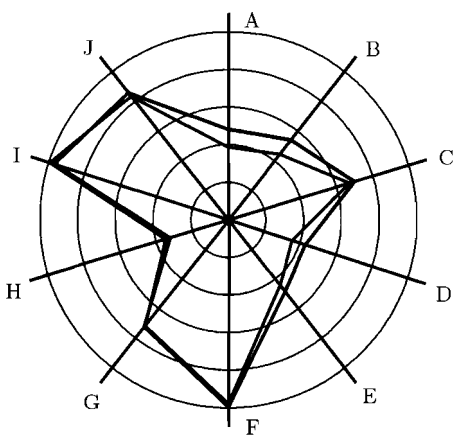


Рис. 3.29. Диаграмма хроматографического распределения для отпечатков нефти

При нормальных условиях эти вариации имеют тенденцию к гомогенизации и исчезновению с геологическим течением времени, вследствие процессов смешения, связанных с диффузией и конвекцией флюидов. Диффузия и конвекция — это медленные процессы, которые действуют постоянно с момента формирования коллектора. Аналитические и численные модели показали, что конвекция, без-

условно, является самым важным механизмом восстановления равновесия пространственных неоднородностей в составе флюидов [37]. Этот механизм, также получивший название **гравитационное разделение** или перераспределение по плотности, способствует восстановлению гравитационного равновесия в коллекторе, который к концу этапа миграции заполняется более тяжелым углеводородом в своей структурно наиболее высоко лежащей части.

В продуктивных пластах со средней проницаемостью, наполненных нефтью средней плотности по шкале API, эти процессы смешения могли бы уравнять большинство различий в плотности за миллион лет на расстоянии в 1–2 километра. Следовательно, наличие значительных отклонений в показателях плотности флюидов в пласте является признаком того, что смешивание не произошло, а также заставляет предположить наличие экранов на пути потока флюидов.

Анализ латеральной изменчивости состава углеводородов может осуществляться различными методами. Самым простым является прямое сопоставление химического состава нефтей, образцы которых берутся в различных частях продуктивного пласта. Для достижения этой цели существует множество геохимических методов, позволяющих выделить различия и сходства проб нефти [38].

Одним из наиболее широко используемых методов в этой группе является газовая хроматография, которая позволяет получить то, что часто называется термином снятие отпечатков с нефти. Этот метод быстр и относительно дешев по сравнению с другими методами определения связности пласта. Состав образцов нефти, отобранных в различных частях месторождения, можно сравнивать при помощи диаграмм, подобных изображенной на рис. 3.29. На этом рисунке каждая из осей представляет собой наиболее характерное отношение хроматографических пиков, а полученная в результате диаграмма является типичным отпечатком той или иной нефти (в этом примере сравниваются 2 нефти). Применение диаграммы такого вида позволяет выявить наличие в пласте возможных изолированных блоков. Интересное применение данного метода описывается в источнике [39].

Когда невозможно провести полный анализ или полученных результатов недостаточно, могут использоваться другие параметры, которые также позволяют идентифицировать состав нефти. Среди них мы можем отметить стандартные данные PVT, такие как давление насыщения, объемный коэффициент, плотность и газосодержание в пластовых условиях. Преимущество данных PVT состоит в том, что их сбор осуществляется на ранней стадии эксплуатации месторождения, поэтому они доступны на том этапе, когда необходимо принимать стратегические решения относительно разработки месторождения. Недостаток заключается в том, что обычно отбирается сравнительно небольшое число образцов, поэтому информация о пространственной изменчивости является достаточно скудной. Кроме того, в отношении образцов для анализа PVT существует проблема достоверности, потому что как в случае отбора образцов с забоя, так и при поверхностной рекомбинации имеется неопределенность, касающаяся репрезентативности взятого образца в сравнении с реальным пластовым флюидом (см. пункт 6.2.3).

Пример использования данных PVT при оценке прерывистости пласта приведен на рис. 3.30. Два скопления точек давления насыщения представляют образцы, собранные в двух различных частях месторождения, разделенных по разрезу мощным пластом морских глин. Эти схемы распределения показывают степень внутренней целостности, которая, возможно, связана с гравитационным разделением нефти, однако они значительно отличаются друг от друга, подтверждая отсутствие связи между этими двумя пластами.

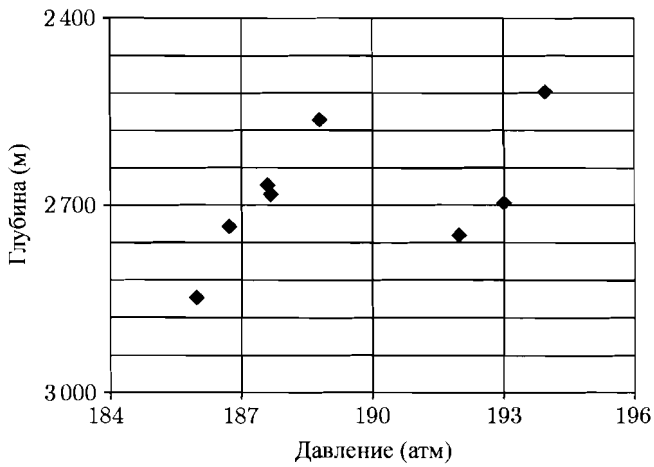


Рис. 3.30. Давление насыщения от глубины, изолированный пласт

На более поздних стадиях эксплуатации месторождения становится доступным большее количество информации о добытых углеводородах, которая также может быть использована для подтверждения существования в пласте экранов на пути потока флюидов. Плотность пластовой нефти в градусах API является наиболее широко используемым параметром, потому что обычно она измеряется во всех добывающих скважинах.

На рисунке 3.31 приведен пример карты плотности нефти в градусах API, на которой четко видны две отдельные области со значительно различающимися средними показателями плотности. Это месторождение эксплуатируется уже более сорока лет, и эти данные доступны уже на протяжении долгого времени. Фактически существование протянувшегося с северо-востока на юго-запад разлома, разделяющего эти две области, предполагалось задолго до того, как первая трехмерная сейсмосъемка, проведенная за последние годы, наконец подтвердила его наличие и точное местоположение.

C. Изменения в составе пластовых вод

В своем большинстве коллекторы имеют сложную историю постседиментационных процессов, таких как диагенез, цементация и осаждение аутигенных минералов, которые связаны с взаимодействием между породой и пластовыми

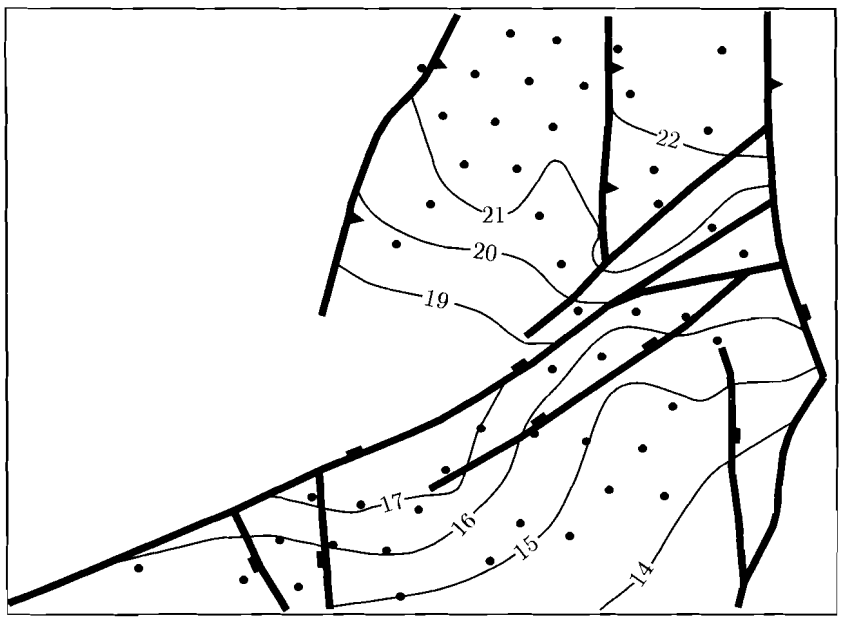


Рис. 3.31. Карта плотности нефти в градусах API

водами. Вследствие этих процессов также постоянно изменяется и состав пластовых вод. В научной литературе нередко сообщалось как о постепенных, так и о резких изменениях в составе пластовых вод [40]. В ряде случаев эти пространственные изменения являются настолько сильными, что оказывают значительное влияние на подсчет начальных геологических запасов нефти.

Так же как и в случае с нефтью, диффузия и конвекция являются главными механизмами, ответственными за гомогенизацию этих изменений в составе пластовых вод. Наличие в водоносном горизонте активного динамизма может в значительной степени способствовать процессу смешения. Поэтому также и в случае пластовых вод наличие изменений в составе может свидетельствовать об отсутствии гидравлической связи.

На начальных этапах эксплуатации месторождения информация о составе пластовых вод обычно собирается во время опробования на буровых трубах или других видов испытаний скважины. Позднее, когда начинается добыча, можно отобрать большее количество данных отсепарированных образцов для измерения сопротивления и/или химического анализа. Другим источником данных по пластовым водам являются образцы керна, в особенности тогда, когда керн извлекался с использованием буровых растворов со слабым проникновением, которые обеспечивают минимальное загрязнение пласта.

Не так давно вошел в практику метод RSA (анализ остаточных солей), суть которого состоит в том, что соли, попавшие в поры с потоком пластовых вод и отложившиеся там, повторно растворяются, а затем проводится их анализ, чтобы установить изотопное отношение стронция $^{87}Sr/^{86}Sr$ [41].

Этот параметр может применяться для определения изменений в составе пластовых вод как в водоносной, так и в нефтеносной части пласта. На рис. 3.32 изображен пример применения анализа RSA при изучении водоносного горизонта на нефтяном месторождении в Северном море. На графике $^{87}Sr/^{86}Sr$ четко видна прерывистость напротив глинистого пропластка, которая также соотносится с перепадом давления в 3,4 атм. Поскольку диффузия уравняла бы эту разницу в изотопном соотношении за несколько тысяч лет, можно предположить, что разделяющий глинистый пласт, кроме того что он имеет толщину, сопоставимую с другими глинистыми пластами, также характеризуется большей латеральной протяженностью и представляет собой экран на пути потока флюидов.

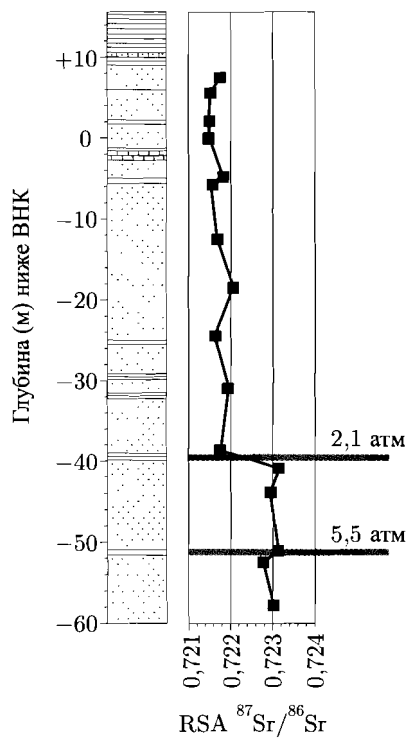


Рис. 3.32. Анализ RSA при изучении водоносного горизонта на нефтяном месторождении в Северном море [37]

Когда не идет речь о загрязнении буровыми растворами, этот метод имеет ряд преимуществ по сравнению с другими геохимическими методами. Он статистически надежен, может применяться в отношении незаконсервированных образцов керна и, что немаловажно, относительно дешев.

3.4.2.3. Гидродинамические испытания скважин (ГДИС)

За последние двадцать лет ГДИС претерпели значительные изменения. Традиционно опробование скважин проводилось для того, чтобы определить тип

флюида, выявить загрязнение призабойной зоны пласта и узнать основные параметры продуктивного пласта, такие как пластовое, забойное давление и проницаемость. За последние годы появление высокоточных электронных приборов, а также наличие интерактивного программного обеспечения на базе ПК для интерпретации полученных данных на неустановившихся режимах превратило гидродинамические испытания скважин в мощную дисциплину, позволяющую определить характеристики продуктивного пласта.

В этом отношении особое значение имеет развитие датчиков давления. Специальные исследования, такие как импульсное исследование скважины и гидропрослушивание, которые основываются на определении очень незначительных колебаний давления, в настоящее время активно используются для уточнения характеристик коллектора на большей части месторождений. Установка стационарных скважинных датчиков давления, которые достаточно часто встречаются на многих изученных и разрабатываемых месторождениях, позволяет постоянно получать непрерывные профили давления, которые в некоторых случаях могут использоваться для уточнения характеристик коллектора в реальном времени [42].

Когда дело касается комплексного изучения коллекторских свойств пласта, ГДИС могут играть важную роль. Когда имеются в наличии высококачественные данные давления, современные методики интерпретации позволяют инженеру идентифицировать мегамасштабные неоднородности коллектора и скорректировать соответствующую геологическую модель, предоставляя тем самым бесценные входные данные и/или обратную связь для других методов определения характеристик продуктивного пласта. Одно интересное в данном отношении применение касается стохастического моделирования, потому что интерпретация данных гидродинамических испытаний может позволить определить некоторые входные параметры, например, ширину канала в объектной модели.

В следующих разделах мы увидим, как анализ данных традиционных ГДИС на неустановившихся режимах, таких как исследование скважин методами падения и восстановления давления, может использоваться для определения неоднородностей коллектора и оценки его внутреннего строения. Мы также рассмотрим несколько особых разновидностей ГДИС, таких как испытания на определение границ пласта, мультискважинные испытания (гидропрослушивание и импульсные исследования), а также индикаторные испытания. Общую информацию по применению гидродинамических испытаний для управления пластом можно найти в источнике [43].

А. Исследования на неустановившихся режимах скважин методами восстановления и падения давления

Исследования на неустановившихся режимах проводятся посредством изменения дебита скважины с одновременной регистрацией соответствующих изменений забойного давления. Эти колебания давления распространяются в продуктивном пласте и определенным образом зависят от его коллекторских свойств. Так, например, изменение давления с трудом распространится в зоне коллектора

с малой проницаемостью, но без труда пройдет через зону высокой проницаемости, а при вхождении в газовую шапку оно может уменьшиться или совсем исчезнуть. Поэтому регистрация показателей давления в скважине дает кривую, вид которой зависит от характеристик коллектора.

Во многих случаях эти изменения давления являются незначительными и распознаются с трудом или даже воспринимаются как помехи. В особенности это касается старых испытаний скважин, когда регистрация данных осуществлялась с применением технических средств с низким разрешением, наподобие Amerada. Однако за последние годы наличие высокоэффективных электронных датчиков давления сделало возможным получение стабильных, точных и достоверных замеров давления в скважине. Кроме того, использование производной давления в двойных логарифмических координатах в современных программах интерпретации теперь позволяет фиксировать даже незначительные изменения давления, относящиеся к определенной скважине и зависящие от формы пласта.

В настоящее время в наличии имеется несколько библиотек типовых кривых, которые позволяют распознавать большое количество теоретических моделей продуктивного пласта. На рис. 3.33 приведены типичные виды кривых давления в двойном логарифмическом масштабе для некоторого количества простых форм нефтяных залежей. Для более глубокого ознакомления с данной темой мы отсылаем читателей к справочной литературе [44].

В любом случае следует отметить, что применять эти модели в реальном процессе интерпретации данных ГДИС следует с осторожностью. Иногда качество имеющихся данных не позволяет четко выбрать ту или иную модель, тогда как в других случаях естественная сложность пласта порождает такое распределение давления, которое сложно интерпретировать. Кроме того, следует заметить, что применение этих аналитических кривых обычно приводит к упрощенному описанию геологических неоднородностей в пределах скважины.

Интерпрететация на неустановившихся режимах предполагает решение обратной задачи (т. е. необходимо найти модель, удовлетворяющую *данному* решению) и как таковая связана с проблемой неоднозначности. Другими словами, большое количество возможных вариантов на входе может соответствовать одним и тем же полученным в результате измерений показателям давления.

По этим причинам, проводя интерпретацию, необходимо иметь четкое представление о структурных и стратиграфических особенностях данного пласта. Существующие на данный момент программные средства для интерпретации данных ГДИС являются гибкими инструментами, позволяющими пользователю контролировать множество изменяемых параметров, поэтому существует опасность соотнести имеющиеся данные с той моделью, которая не отражает реального положения вещей.

Пример возможной ошибочной интерпретации данных испытаний на неустановившемся режиме приведен на рис. 3.34, на котором показаны данные давления, замеренные в ходе ГДИС (падение давления в пласте) вместе с производной, полученной в ходе интерпретации в двойном логарифмическом масштабе. В данном случае испытание слишком короткое, чтобы предоставить адекватные

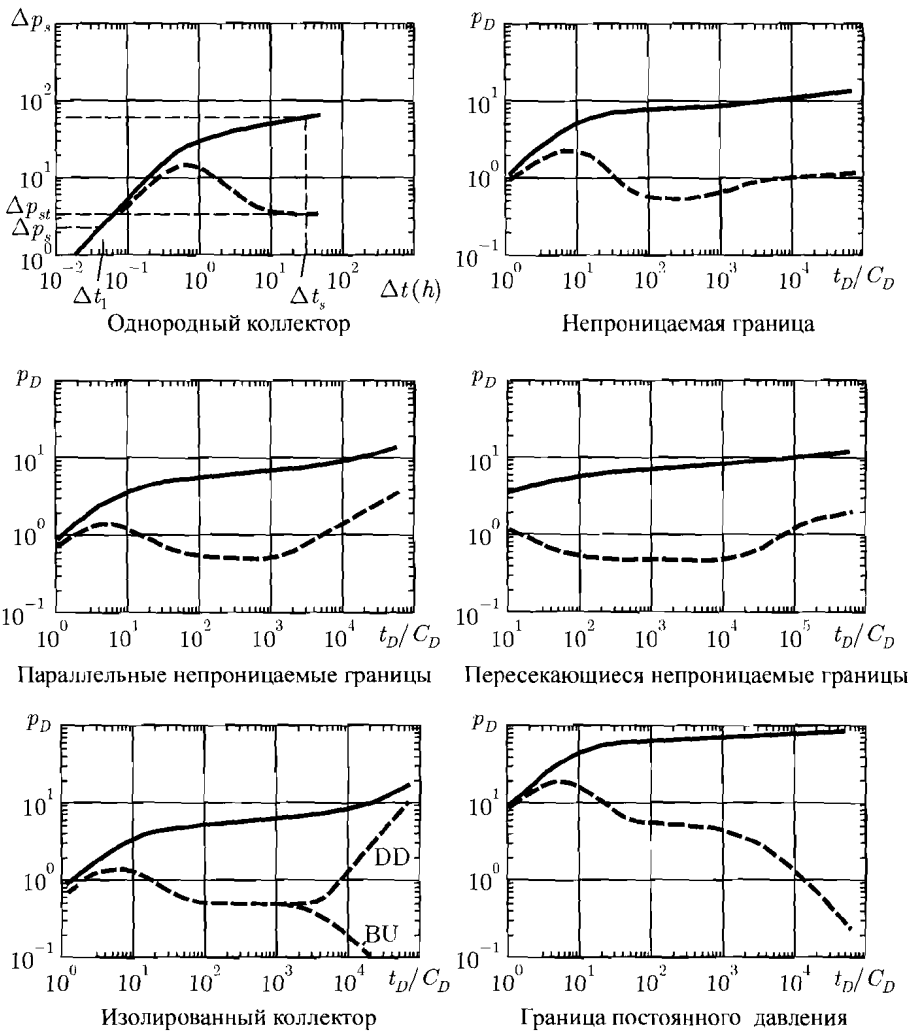


Рис. 3.33. Модели пласта и поведение давления на неустановившихся режимах

сведения о модели, и результаты интерпретации свидетельствуют о том, что эти данные соответствуют нескольким возможным моделям: непроницаемый разлом, двойная пористость или изолированный пласт.

Выбор конкретной модели не может быть сделан только на основании наилучшего приближения к полученным показателям давления. Для того чтобы инженер мог выбрать наиболее вероятную модель и отбросить нереалистичные решения, ему необходимо знать структурные и стратиграфические особенности пласта. В данном случае наличие разлома рядом со скважиной уже было установлено геофизикой, тогда как модели двойной пористости и изолированного пласта представлялись маловероятными с учетом имеющихся геологических данных.

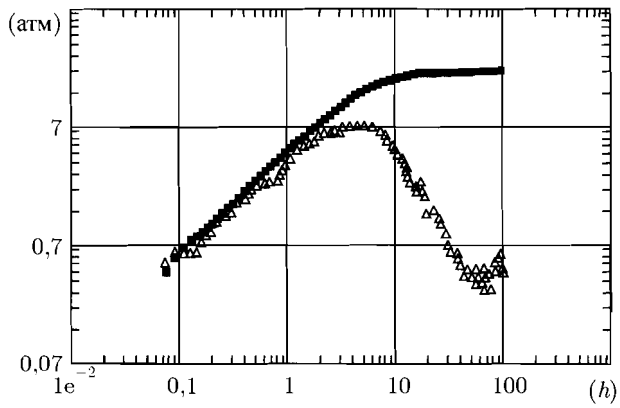


Рис. 3.34. Неоднозначная интерпретация данных ГДИС

Поэтому была выбрана первая модель как наиболее вероятная применительно к данному пласту.

В рамках комплексного изучения коллекторских свойств пласта привлечение имеющихся геологических данных при анализе результатов ГДИС обеспечивает последовательность интерпретации. Поэтому разумная процедура анализа результатов испытания скважины на неустановившемся режиме должна включать в себя следующие этапы:

1. **Предварительная обработка данных**. Необходимо проверить качество и достоверность исходных данных, в особенности если речь идет о старых испытаниях, осуществлявшихся с применением механических приборов. Все влияющие на давление факторы, не относящиеся к пластовым, следует выявить и по возможности исключить. Сюда относятся микросейсмические, влияние приливов, отклонение датчика, изменение уровня жидкости и так далее. Такие эффекты легко ошибочно принять за характеристики пласта. Исчерпывающее рассмотрение процедур предварительной обработки данных можно найти в источнике [45].

2. **Распознавание модели**. Это самая важная стадия интерпретации. Она предполагает распознавание специфических зависимостей при интерпретации в двойном логарифмическом масштабе, которые характерны для определенных режимов потока. В большинстве случаев анализ тренда производной и выхода ее на «плато» позволяет определить соответствующую модель пласта. В других случаях это распознавание может быть трудным и/или неоднозначным. Во всех случаях достоверность этой модели необходимо подтверждать, консультируясь с геологами и геофизиками, которые работают с независимыми данными. Эта стадия, как было показано в предыдущем примере, позволяет исключить некоторые из возможных альтернативных моделей.

3. **Оценка параметров**. На этой стадии исходные параметры, имеющие отношение к выбранной модели пласта, согласованно корректируются до соответствия данным измерений обычно методами нелинейной регрессии. Необходимо осуществлять перекрестную проверку результатов, полученных на этой стадии (например, расстояние от разлома), с опорой на независимые источники.

4. **Проверка правильности**. Хотя во время ГДИС обычно регистрируется несколько этапов падения и восстановления давления, анализ проводится на основании только части этих изменений режима. Самый простой способ проверки правильности полученной интерпретации заключается в моделировании всех ГДИС с использованием предполагаемой модели, параметров и сопоставления результатов. Так, например, часто одно испытание может рассматриваться в рамках модели бесконечного пласта, тогда как последующие изменения режимов могут показать некоторые краевые эффекты. В таких случаях мы должны пересмотреть предполагаемую модель и внести необходимые изменения. Другой метод проверки основывается на подтверждении того, что данные всех других ГДИС, проводившихся в той же скважине, но в разное время, не противоречат предполагаемой модели пласта, так как он не меняется со временем.

В заключение следует сказать, что анализ данных ГДИС может быть значимым источником информации об особенностях внутреннего строения пласта, если применяется подходящая процедура интерпретации. Прежде всего мы должны убедиться, что интерпретация не сводится к простому подбору соответствий и что анализ переходных процессов проводится в тесной связи с геологической моделью пласта.

Заслуживающее внимание применение ГДИС для определения характеристик пласта описывается в источнике [46], где приводятся интерпретации более 400 испытаний в переходном режиме в рамках изучения коллекторских свойств пласта. Этот пример показывает, как в процессе анализа можно объединить геологические, геохимические данные, а также результаты распределения типовых замеров давления, что позволяет получить достоверное описание пласта.

B. Длительные ГДИС

Длительные ГДИС (EWT) являются особым видом исследования, который часто проводится исключительно для оценки выдержанности пласта. Они продолжаются от нескольких дней до нескольких месяцев, при этом количество изменений давления обычно регистрируется при помощи расположенных в забое скважины датчиков.

Типичными задачами EWT являются определение границ пласта и количественное определение геологических запасов нефти, связанных с исследуемой скважиной. Поэтому длительные ГДИС часто проводятся на недавно открытых

месторождениях для того, чтобы получить более точное представление о внутреннем строении пласта и, соответственно, о необходимом проекте разработки месторождения. Это особенно верно в тех случаях, когда речь идет о разработке глубоководных морских месторождений, когда перед утверждением проекта необходимо собрать максимум информации при ограниченном количестве разведочных и оценочных скважин.

В последнее время в специальной литературе было опубликовано несколько интересных примеров применения длительных ГДИС. Один из них представлен на рис. 3.35 (из [47]). В этом случае было принято решение провести длительные ГДИС для того, чтобы оценить сообщаемость пласта и определить количество и местоположение добывающих и нагнетательных скважин. На данном рисунке показано забойное давление, зафиксированное во время испытаний как функция времени. Испытания проводились в горизонтальной скважине и включали в себя 2 основных периода притока и 3 периода восстановления давления общей продолжительностью 57 дней. Эти испытания позволили уточнить некоторые важные вопросы, касающиеся определения характеристик пласта, и в конечном итоге открыли путь к разработке месторождения.

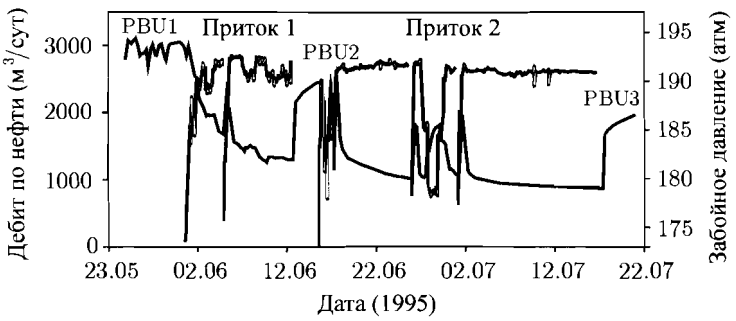


Рис. 3.35. Кривые восстановления давления при длительных ГДИС [47, с изм.]

C. Мультискважинные исследования

При традиционных испытаниях с регистрацией кривых восстановления и падения давления (КПД и КВД) оно измеряется в той же самой скважине, где происходит изменение дебита нефти и приемистости скважины. При мультискважинных исследованиях дебит скважины изменяется в одной скважине (*действующая скважина*), тогда как давление измеряется в одной или нескольких соседних скважинах (*наблюдательные скважины*).

Обычно цель мультискважинных исследований состоит в том, чтобы проверить гидравлическую сообщаемость между скважинами и, соответственно, целостность пласта. По этой причине они часто проводятся перед осуществлением проектов повышения нефтеотдачи вторичными методами, такими как заводнение. К тому же, когда в исследуемой области существует только однофазный флюид,

они могут использоваться для определения характеристик пласта с применением усредненных межскважинных показателей.

Для мультискважинных исследований характерен ряд отличительных особенностей:

- **Слабое изменение давления**. Изменение давления, измеряемое в наблюдательных скважинах, зависит от коллекторских свойств пласта и расстояния от действующей скважины, однако оно всегда является слабым, часто менее 0,07 атм. Поэтому наблюдательные скважины необходимо держать остановленными. Это также означает, что следует использовать точные датчики давления и что необходимо фильтровать результаты измерений перед интерпретацией, чтобы исключить все возможные влияния (добыча из других скважин, дрейф показаний, влияние приливов ...), не относящиеся к изменению дебита действующей скважины.

- **Продолжительность испытания**. В отличие от ГДИС одиночных скважин, мультискважинные исследования могут продолжаться несколько дней или даже несколько недель. В течение этого периода важно тщательно контролировать данные о добыче из соседних скважин, не принимающих непосредственного участия в испытаниях. Другим важным моментом является надежность применяемых датчиков давления, которые должны обеспечивать минимальный дрейф показаний на протяжении продолжительного времени. Продолжительность испытания также является главной причиной того, что эти испытания проводятся не так часто, как бы нам этого хотелось, так как возможно значительное уменьшение объемов добычи вследствие остановки скважин, в которых ведется наблюдение.

Существует несколько разновидностей мультискважинных исследований, основными из которых являются гидропрослушивание и импульсные исследования. Также будет кратко описан немного отличающийся вид испытаний — индикаторные.

- **Гидропрослушивание**. Они обычно предполагают осуществление одиночного длительного изменения объема добычи (или нагнетания) в действующей скважине с одновременной регистрацией давления в наблюдательных скважинах.

- **Импульсные исследования**. Они обычно предполагают осуществление повторяющихся, кратковременных изменений эксплуатационных режимов в действующей скважине. Как правило, это серия периодов падения давления в пласте и периодов полной остановки скважины, причем первые обычно длятся дольше, чем последние.

Выбор в пользу гидропрослушивания или импульсного исследования зависит от свойств коллектора и особенностей флюида, а также от задач данного

исследования. Если речь идет о коллекторе с хорошими подвижностью (k/μ) и пьезопроводностью $(k/\phi\mu c_t)$, как это имеет место в газоносном пласте, изменение давления может быть незначительным, но проходит оно через породу достаточно быстро, так что импульсное исследование можно провести за сравнительно короткое время. И напротив, если речь идет о пласте с тяжелой нефтью и с низкой проницаемостью, перепад давления, вызванный в действующей скважине, будет более значительным, но распространяться по пласту он будет медленно. В этом случае предпочтительным является гидропрослушивание, потому что для регистрации повторяющихся изменений давления на неустановившихся режимах потребовалось бы слишком продолжительное импульсное исследование.

Также следует учесть еще два момента — расстояние между действующей и наблюдательными скважинами и чувствительность используемых датчиков давления. В реальности изменения давления при импульсном исследовании часто оказываются менее 0,07 атм и не могут быть зарегистрированы, когда расстояние между скважинами велико или когда датчики давления недостаточно чувствительны.

Пример применения гидропрослушивания для определения характеристик коллектора можно найти в источнике [48], где описывается месторождение Fortescue в Австралии. В данном случае результаты импульсного исследования применялись для того, чтобы уточнить внутреннее строение и границы продуктивного пласта. Для этого было запланировано и осуществлено импульсное исследование, которое включало в себя два 36-часовых (18 часов в режиме работающей и 18 часов в режиме остановленной скважины) импульса.

На рисунке 3.36 приводятся результаты данного исследования. Реакция на импульсы, с фильтрацией помех, очень четко прослеживается в наблюдательных скважинах 2 и 3, причем она была зарегистрирована только через несколько минут после закрытия скважины 1, что послужило свидетельством высокой проводимости системы.

Гидропрослушивание является мощным средством описания особенностей внутреннего строения пласта. Фактически, даже если интерпретация не позволяет нам получить большое количество информации о сообщаемости внутри пласта, эти данные могут применяться для подтверждения или опровержения альтернативных геологических моделей, полученных при помощи других методов. Например, если предполагается наличие разлома между двумя скважинами, существование интерференции давления будет свидетельствовать или об отсутствии разлома, или о том, что он является проводящим.

Когда доступны данные многократных испытаний, их интерпретация также позволяет составить карты проводимости и пьезопроводности, которые могут включаться в описание пласта и даже в конечном итоге выступать в роли входной информации при гидродинамическом моделировании. Одно из таких применений описывается в публикации [49]. Другое полезное применение, описанное в литературе, касается определения контура нефтегазоносности [50].

Индикаторные исследования представляют собой иной вид гидропрослушивания, не предполагающее измерения давления. В ходе типичного индика-

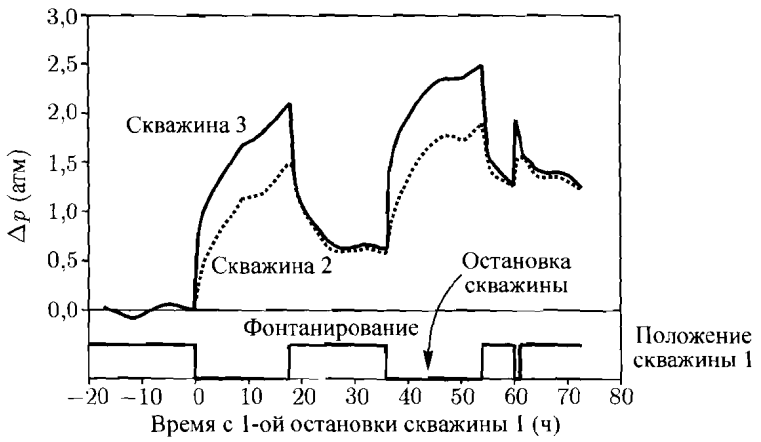


Рис. 3.36. Перепады давления при импульсном исследовании [48, с изм.]

торного исследования невзаимодействующий и неадсорбирующийся индикатор, обычно химический или радиоактивный, нагнетается в действующую скважину, тогда как его прорыв и концентрация отслеживаются в одной или нескольких наблюдательных скважинах. Поэтому результаты индикаторного исследования могут служить полезным источником информации о сообщаемости внутри резервуара [51].

Полезность индикаторных исследований выходит на первый план перед осуществлением проектов по увеличению нефтеотдачи пласта, когда анализ прорыва индикаторного вещества и изменение его концентрации может дать полезную информацию об ожидаемой суммарной добыче. В данном контексте легче обосновать относительно высокие расходы, связанные с проведением подобных исследований.

3.4.2.4. Данные добычи

Данные добычи часто являются итоговым источником информации о неоднородости пласта и его внутренней прерывистости. Даже тогда, когда другие методы не показали наличия прерывистых участков внутри пласта, с начала эксплуатации месторождения в параметрах добычи часто наблюдаются аномалии, которые свидетельствуют о неожиданном и зачастую нежелательном поведении продуктивного пласта. На этой стадии эксплуатации месторождения данные аномалии являются наиболее важным для геологов и геофизиков источником информации о неоднородности пласта.

Данные добычи относятся к тем параметрам, которые обычно измеряются в процессе эксплуатации данного месторождения, то есть дебит нефти, обводненность (F_w), газовый фактор GOR (gas-oil ratio) и статическое давление. В следующем пункте мы прокомментируем эти параметры и покажем, как их можно использовать для оценки связности пласта.

А. Данные давления

Наиболее очевидным свидетельством прерывистости пласта, возможно, является наблюдение различных тенденций в падении давления в разных скважинах или группах скважин. На рис. 3.37 показан пример, иллюстрирующий некоторые замеры давления, сделанные на нефтяном месторождении в течение его эксплуатации.

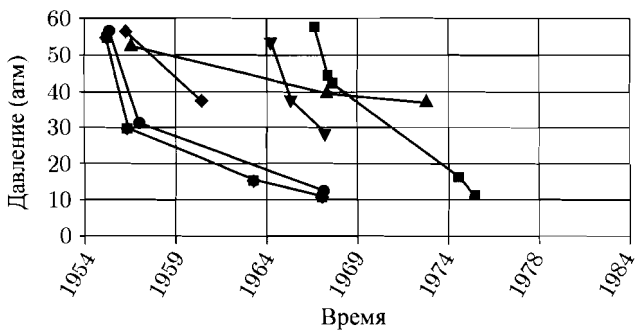


Рис. 3.37. Замеры давления в пласте с разломами

Можно заметить, что для большинства скважин характерны различные тенденции падения давления по отношению к другим. Геофизическая интерпретация данной области показала наличие сложной системы пересекающихся разломов, распределенных по трем основным направлениям: северо-запад, северо-восток и восток-северо-восток (рис. 3.38). Все скважины расположены в различных блоках, ограниченных непроводящими разломами. Также в виде исключения следует отметить две скважины, для которых характерна одна и та же тенденция падения давления, что свидетельствует о том, что не все разломы являются непроводящими.

Еще одна заметная особенность заключается в том, что разница давлений между различными блоками, ограниченными непроводящими разломами, может быть значительной, что доказывает надежность герметизации. В иной ситуации герметизирующий потенциал данных разломов может быть преодолен за счет перепадов давления, вызванных влияниями добычи.

Другой пример прерывистости пласта приведен на рис. 3.39, где представлены данные давления, собранные за сорок лет истории разработки одного нефтяного месторождения. Здесь через несколько лет, на протяжении которых наблюдалось быстрое естественное снижение пластового давления, данные начинают распадаться на два отдельных множества, для которых характерны различные тренды. Это поведение давления было неожиданным, и последующий пересмотр стратиграфии данной области показал, что между двумя основными площадями этого месторождения существует зона выклинивания песчаного пласта. Был сделан вывод, что, хотя ни одна из скважин не вскрыла полностью заглинизирован-

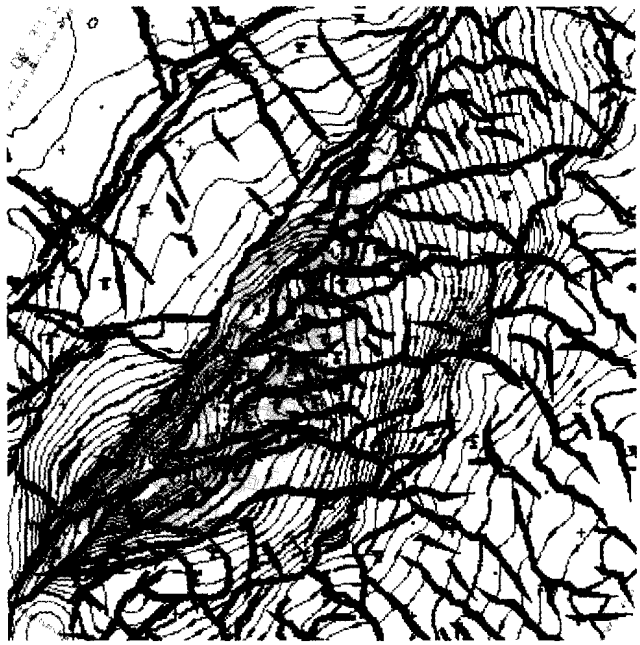


Рис. 3.38. Структурная карта пласта с разломами (с разрешения PDVSA E&P)

ный пласт, должна существовать стратиграфическая граница, подтверждающая наблюдаемое поведение давления.

B. Дебит нефти, обводненность и газовый фактор

Все стандартно регистрируемые параметры добычи некоторым образом связаны с преобладающим средним давлением и условиями насыщения в пласте. Поэтому даже при отсутствии прямых измерений давления такие параметры, как дебит нефти и газа, обводненность, газовый или газоконденсатный фактор, могут использоваться для того, чтобы на их основании вывести информацию о прерывистости пласта.

Представляется очевидным использование данных этого вида, однако всегда необходимо внимательно следить за тем, чтобы четко отличать особенности поведения продуктивного пласта от аномалий, связанных с проблемами при заканчивании скважин. Следующие типичные эксплуатационные характеристики могут сигнализировать о наличии нарушений в пласте:

- **Дебит углеводорода**. Снижение показателей добычи, наблюдаемое в одном или нескольких образующих группу скважинах, может быть следствием снижения среднего давления, обусловленного наличием в пласте изолированного блока.
- **Газовый фактор**. Рост газового фактора, не соответствующий общей тенденции для данного месторождения, может быть обусловлен истощением

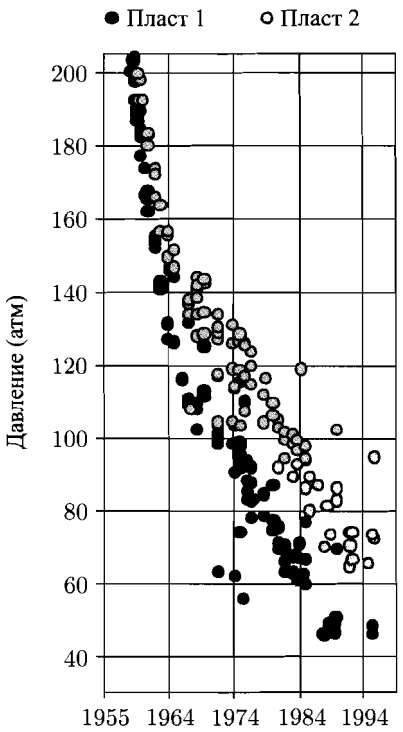


Рис. 3.39. Тенденции естественного снижения пластового давления при наличии стратиграфической границы

изолированных частей пласта, где давление упало ниже давления насыщения. Аналогично ранний прорыв газа в продуктивных скважинах может быть связан с наличием пропластков с высокой проницаемостью.

- **Обводненность**. В некоторых частях месторождения прорыв воды в добывающую скважину может произойти рано или, напротив, со значительным запозданием относительно общего движения фронта воды (пластовой или нагнетаемой). Так же как и в случае с газом, эти аномалии часто обусловлены существованием неоднородностей пласта.

Наконец, необходимо заметить, что такие аномалии в динамике изменения добычи на месторождении позволяют ученому-геологу или геофизику установить факт существования и понять воздействие неоднородности пласта, но не дает возможности определить характер и точное местоположение нарушений пласта. С этой точки зрения информация, получаемая по данным добычи, является дополнительной по отношению к той информации, которая извлекается из статических данных, например геофизических, которые позволяют определить вид и местоположение неоднородности, но не ее влияние на движение флюидов в пласте.

Поэтому данные о добыче всегда должны перепроверяться и объединяться с информацией из независимых источников. Такая интеграция представляет собой наилучший подход к эффективному описанию характеристик пласта.

Литература

[1] Abrahamsen P., Omre H., Lia O. Stochastic models for seismic depth conversion of geological horizons. SPE paper 23138.

[2] Vincent G., Corre B., Thore P. (1999). Managing structural uncertainty in a mature field for optimal well placement. SPE-REE, August.

[3] Bu T., Damsleth E. (1996). Errors and uncertainties in reservoir performance predictions. SPE-FE, Sept.

[4] Dubrule O., Basire C., Bombarde S., Samson P., Segonds D., Wonham J. Reservoir geology using 3D modelling tools. SPE paper 38659.

[5] Payton C. E. Seismic stratigraphy application to hydrocarbon exploration. AAPG Memoir 26.

[6] Van Wagoner et al. (1990). Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores and outcrops: concepts for high resolution con-elation of time and facies. AAPG Methods in Exploration Series 7.

[7] Vail P. R., Mitchum R. M., Thompson S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 3: relative changes of sea level from coastal onlap. *In:* Payton CE, Seismic stratigraphy application to hydrocarbon exploration. AAPG Memoir 26, 63–97.

[8] Mulholland J. W. (1998). Sequence stratigraphy: basic elements, concepts and terminology. The Leading Edge, Jan.

[9] Galloway W. E. (1998). Clastic depositional systems and sequences: application to reservoir prediction, delineation and characterization. The Leading Edge, Febr.

[10] Eschard R., Lemouzy P., Bacchiana C., Desaubliaux G., Parpant J., Smart B. (1998). Combining sequence stratigraphy, geostatistical simulations and production data for modeling a fluvial reservoir in the Chaunoy field (Triassic, France). AAPG Bulletin, April.

[11] Martin A. J., Solomon S. T., Hartmann D. I. (1997). Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoir. AAPG Bulletin, May.

[12] Davies D. K., Vessel R. K., Auman I. B. (1999). Improved prediction of reservoir behaviour through integration of quantitative geological and petrophysical data. SPE-REE, April.

[13] Agarwal B., Allen R.L., Farrel H.E. (1997). Ekofisk field reservoir characterization: mapping permeability through facies and fracture intensity. SPE-FE, Dec.

[14] Haldorsen H.H., Damsleth E. (1990). Stochastic Modelling. JPT, April.

[15] Dubrule O. (1989). A review of stochastic models for petroleum reservoirs. Geostatistcs 2 (M. Armstrong Ed).

[16] Sabathier J.C., Bourbiaux B.J., Cacas M.C., Sarda S. A new approach of fractured reservoirs. SPE paper 39825.

[17] Doyen P.M., den Boer L.D., Pillet W.R. Seismic porosity mapping in the Ekofisk field using a new form of collocated cokriging. SPE paper 36498.

[18] Hu L.Y., Le Ravalec M., Blanc G., Roggero F., Noetinger B., Haas A., Corre B. Reducing uncertainties in production forecast by constraining geological modelling to dynamic data. SPE paper 56703.

[19] Matheron G., Beucher H., de Fouquet C., Galli A., Guerillot D., Ravenne C. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs. SPE paper 16753.

[20] Journel A.G., Alabert F.G. Focusing on spatial connectivity of extreme-valued attributes: stochastic indicator models of reservoir heterogeneities. SPE paper 18324.

[21] Fanchi J.R., Meng H.Z., Stoltz R.P., Owen M.W. (1996). Nash reservoir management study with stochastic images — a case study. SPE-FE, Sept.

[22] Massonnat G.J. Sampling space of uncertainty through stochastic modelling of geological facies. SPE paper 38746.

[23] Weber K.J. (1986). How heterogeneity affects oil recovery. *In:* Reservoir characterization (Lake LW, Carrol HB, Eds) Academic Press.

[24] Weber K.J., van Geuns L.C. (1990). Framework for constructing clastic reservoir simulation models. JPT, Oct.

[25] Pickup G.E., Ringrose P.S., Corbett P.W.M., Jensen J.L., Sorbie K.S. Geology, geometry and effective flow. SPE paper 28374.

[26] Yelding G., Freeman B., Needham D.T. (1997). Quantitative fault seal prediction. AAPG Bulletin. June.

[27] Knipe R. (1997). Juxtaposition and seal diagrams to help analyse fault seals in hydrocarbon reservoirs. AAPG Bulletin, Febr.

[28] Bouvier J. D. et al. Three dimensional seismic interpretation and fault sealing investigations. Nun River Field, Nigeria. AAPG Bulletin 73.

[29] Alexander L. L., Handschy J. W. (1998). Fluid flow in a faulted reservoir system: fault trap analysis for the Block 330 Field in Eugene Island, South Addition, Offshore Luisiana. AAPG Bulletin, March.

[30] Sheriff R. E. (Ed.) Reservoir geophysics. SEG, Investigations in Geophysics 7.

[31] Margrave G. F. (1998). Interpreting channel sands with 3D-3C seismic data. The Leading Edge, April.

[32] Dodds K., Farmer P., Fryer A. (1998). 3D vertical seismic profiles: a users' guide. JPT, Jan.

[33] Lopez D., Munoz R., Gonzalez J. E., Gou Y., Pascual J. C., Cosentino L. Large scale integrated reservoir studies: The Bachaquero Intercampos experience. SPE paper 53996.

[34] Tucker K. E., Harris P. M., Nolen-Hoeksema R. C. (1998). Geologic investigation of cross-well seismic response in a carbonate reservoir, McElroy Field, West Texas. AAPG Bulletin, August.

[35] Sheline H. E. (1998). Crosswell seismic interpretation and reservoir characterization: an offshore case history. The Leading Edge, July.

[36] Smalley P. C., Hale N. A. (1996). Early identification of reservoir compartmentalisation by combining a range of conventional and novel data types. SPE-FE, Sept.

[37] Smalley P. C., England W. A. Reservoir compartimentalization assessed with fluid compositional data. SPE paper 25005.

[38] Larter S. R., Aplin A. C., Corbett P. W. M., Ementon N., Chen M., Taylor P. N. (1997). Reservoir geochemistry: a link between reservoir geology and engineering? SPE-RE, Febr.

[39] Kaufman R. L., Dashti H., Kabir C. S., Pederson J. M., Moon M. S., Quttainah R., Al-Wael H. Characterizing the Great Burgan Field: use of geochemistry and oil fingerprinting. SPE paper 37803.

[40] McCoy D. D., Warner Jr. H. R, Fisher T. E. (1997). Water salinity variations in the Ivishak and Sag River reservoirs at Prudhoe Bay. SPE-RE, Febr.

[41] Smalley P. C., Lonoy A., Raheim A. (1992). Spatial $^{87}Sr/^{86}Sr$ variations in formation water and calcite from the Ekofisk Chalk Oilfield: implications for reservoir connectivity and fluid composition. Applied Geochemistry 7, 341.

[42] Unneland T., Manin Y., Kuchuk F. (1998). Permanent gauge pressure and rate measurements for reservoir description and well monitoring: field cases. SPE-REE, June.

[43] Kamal M. M., Freyder D. G., Murray M. A. (1995). Use of transient testing in reservoir management. JPT, Nov.

[44] Bourdarot G. (1998). Well Testing: Interpretation Methods. Ed. Technip, Paris.

[45] Mattar L. (1996). Critical evaluation and processing of data before pressure transient analysis. SPE-FE June.

[46] Kabir CS et al. Characterizing the greater Burgan Field: integration of well-test, geologic and other data. SPE paper 37749.

[47] Richardson S. M., Herbert N., Leach H. M. How well connected is the Schiehallion reservoir? SPE paper 38560.

[48] Braisted D. M., Spengler R. M., Youie R. A. (1993). Reservoir description through pulse testing in a mature field. SPE-FE, June.

[49] Najurieta H. et al. (1995). Transmissivity and diffusivity mapping from interference test data: a field example. SPE-FE, Sept.

[50] Mahmoud M. L., Torre A. J., Ayan C. Pulse test interpretation for Badri Field. SPE paper 25632.

[51] Brigham W. E., Abbaszadeh-Dehghani M. (1987). Tracer testing for reservoir description. JPT, May.

Глава 4

Свойства горных пород

Движение флюидов в пласте происходит по взаимосвязанной сети пор. Характеристики этой сети определяют объем углеводородов, содержащихся в этом пласте, их распределение относительно других флюидов пласта, равно как и то, насколько легко и в каких соотношениях все эти флюиды текут по направлению к добывающим скважинам.

Характеристики и свойства этой сети пор определяются первоначальным гранулометрическим составом коллектора, который, в свою очередь, зависит от первичных процессов осадконакопления. Также стоит отметить, что изменения исходной сети пор часто происходят после погружения и нередко связаны с вторичными процессами осадкообразования, такими как диагенез, цементирование, растворение, трещинообразование и так далее.

Понимание тесной взаимосвязи, существующей между сетью пор, свойствами породы и движением флюидов является краеугольным камнем в изучении коллекторских свойств пласта. Таким образом, корректное описание петрологических и петрофизических свойств коллектора является непременным условием для точного представления динамических характеристик месторождения численным моделированием.

Эта глава состоит из двух основных разделов. Первый раздел посвящен проблемам петрофизической оценки, то есть определению коллекторских свойств пласта в скважине.

В данном разделе обсуждаются основные параметры пласта, то есть те параметры, которые можно измерить обычным методом кернового анализа, в то время как свойства горной породы при многофазном течении (смачиваемость, капиллярное давление и относительная проницаемость) будут обсуждаться в части, посвященной технологии исследования и разработки продуктивного пласта (глава 7).

Целью этого раздела является рассмотрение широкодоступных источников данных и описание преимуществ комплексной методики изучения, когда для определения различных параметров пласта используется несколько методов, равно как и проблем, связанных с обеспечением согласованной работы, которые могут возникнуть при таком подходе.

Второй раздел главы посвящен проблемам описания пространственной изменчивости данных свойств горной породы. Здесь же представлен целый ряд методов, которые могут использоваться совместно для достижения последовательного описания на уровне отдельного пласта. Рассматриваются вопросы, связанные с 2D- и 3D-моделями распределения, при этом особое внимание уделяется

методикам геостатистического моделирования, а также вопросам их комплексирования с данными сейсморазведки в целях улучшения описания пласта в межскважинном пространстве.

4.1. Петрофизическая оценка

В этом разделе речь идет о важнейших петрологических и петрофизических свойствах коллекторов. По ходу изложения будут представлены несколько методов как прямого, так и косвенного анализа, позволяющих определить свойства в некоторых установленных точках пласта, т. е. в месте расположения скважин. Общая цель в этом случае состоит в том, чтобы получить, когда это возможно, вертикальный профиль по каждому свойству для подавляющего большинства скважин.

Основной задачей так называемой петрофизической оценки является формирование вертикальных профилей свойств геологического разреза. В идеале эти профили должны получаться из прямых измерений образцов керна, так как эти данные являются наиболее достоверными. Однако в мире очень мало месторождений со скважинами, пройденными с отбором керна, таких, как, например, гигантское месторождение Хасси Мессо в Алжире.

На самом деле в подавляющем большинстве случаев единственной доступной для каждой скважины информацией является некоторый набор каротажных диаграмм, поэтому зачастую эти диаграммы ложатся в основу любой петрофизической модели. Другие источники информации необходимо использовать для проверки и улучшения качества интерпретации профилей, полученных на основе каротажных диаграмм.

Создание адекватной петрофизической модели — непростая задача, в особенности в условиях нехватки данных и/или их плохого качества. Однако в любом случае корректное объединение всех доступных источников данных позволяет использовать их наиболее эффективно. В следующих разделах особое внимание будет уделено проблемам интеграции.

4.1.1. Микроскопические свойства горной породы

Большинство данных, используемых при обычном изучении коллекторских свойств пласта, как уже отмечалось в главе 1, относятся к макроуровню. В то же время некоторые методы исследования позволяют изучать свойства коллектора на микроуровне, то есть в масштабе отдельных пор.

Изучение характеристик системы пор обладает особой значимостью для понимания механики движения флюидов, процесса вытеснения и в конечном итоге — наблюдаемого поведения пласта. Несмотря на то что в большинстве случаев информация, полученная в масштабе пор, не может использоваться с количественной точки зрения и не может быть экстраполирована на весь пласт, качественное понимание микроскопических характеристик систем пор в горной

породе обеспечивает прочное основание для последующей работы по созданию общей характеристики коллекторских свойств пласта.

Ниже речь пойдет о двух микроскопических свойствах горной породы: организации системы пор и минералогическом составе.

4.1.1.1. Характеристики системы пор

Свойства системы пор в таких ее аспектах, как типы пор, геометрия пор и их взаимосвязи, определяют распределение флюидов и их взаимодействия на микроуровне. Описание и характеристика системы пор являются важными шагами для понимания поведения потоков флюидов в пластах.

Всего несколько лет назад исследования систем пор проводились исключительно на основе анализа шлифа, причем полученные результаты почти не находили практического применения. За последние годы достижения в области исследовательских методик и в особенности — появление мощных инструментов, таких как сканирующий электронный микроскоп, позволили глубже заглянуть в структуру системы пор.

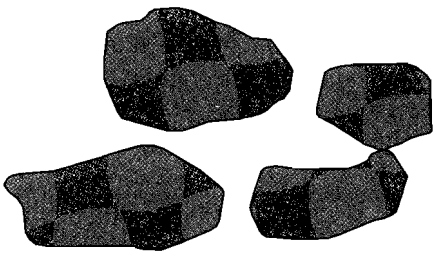
Наблюдения, основанные на исследовании шлифов и применении электронной микроскопии, позволяют выделить несколько параметров, которые могут использоваться для характеристики системы пор:

- **Размер пор.** Этот параметр определяет среднюю величину пор, выражаемую в микрометрах.
- **Форма пор.** Этот — качественно описывает преобладающую форму пор, которая может быть треугольной, многогранной, неправильной...
- **Размер поровых каналов.** Это контролирующий фактор с точки зрения общей проводимости поровой сети. Он выражается в микронах.
- **Соотношение размеров.** Соотношение размеров поры и ее каналов. Не имеет специальной единицы измерения.
- **Координационное число.** Этот параметр определяет среднее количество каналов, которые пересекают пору.

На рисунке 4.1 изображена окруженная четырьмя фрагментами породы идеальная пора, на примере которой представлены описанные выше параметры.

В некоторых случаях наличие достаточно большого числа анализов делает возможной классификацию коллекторов на основании комплексной характеристики системы пор. Прикладное значение исследований такого рода было сравнительно недавно продемонстрировано в работе [12].

Хотя в большинстве случаев количество анализов не позволяет провести исчерпывающую характеристику, контроль и оценка имеющихся данных (если они есть) нередко дают полезные сведения о геометрии системы пор, что затем может найти применение при построении петрофизической модели пласта.



Размер поры: 30μ
Форма поры: неправильная
Размер канала поры: $3-5\mu$
Соотношение размеров: 10
Координационное число: 3

Рис. 4.1. Характеристики системы пор

4.1.1.2. Минералогия

Из тысяч минералов, которые были найдены в природе, в коллекторах обычно содержится только сравнительно небольшое количество их разновидностей, благодаря отбору, обусловленному различными седиментационными и постседиментационными процессами. Тем не менее, выявление основных разновидностей минералов и понимание их взаимозависимостей представляет большой интерес при определении характеристик коллектора.

С генетической точки зрения, при описании минералогического комплекса пород можно выделить две группы минералов — аллогенные и аутигенные. Первые представляют собой зерна, которые образуют скелет породы, сформировавшейся в ходе некоторого осадочного (первичного) процесса. Вторые формируются уже после осаждения внутри самой этой породы в результате диагенетических процессов, связанных с изменением физических или химических условий.

Изучение типичных минералогических ассоциаций коллекторов является очень важным элементом изучения коллекторских свойств пласта. Здесь следует выделить по крайней мере два момента:

- **Влияние на интерпретацию каротажных диаграмм**. Минералогический состав коллектора оказывает влияние на интерпретацию каротажных диаграмм, так как интерпретация большей части каротажных кривых должна осуществляться с опорой на априорные знания о литологии пласта. Поэтому ошибочное определение литологического состава приводят к серьезному искажению интерпретации. Также следует обратить внимание на присутствие тяжелых минералов, таких как сидерит и пирит. Последний влияет не только на плотность, но также и на диаграммы сопротивлений, поскольку он отличается высокой электрической проводимостью. Его присутствие приводит к более низким, чем ожидалось, показателям удельного электрического сопротивления и, соответственно когда это не принимается в расчет, слишком высоким показателям водонасыщенности. И наконец, присутствие и характер глинистых минералов оказывает влияние на показания почти всех каротажных приборов, так что априорные знания о типах и особенностях распределения глинистых минералов оказываются очень полезным на стадии количественной интерпретации.

- **Влияние на петрофизические характеристики**. Распределение минералов внутри горной породы и их взаимосвязь с поровым пространством оказывает прямое влияние на петрофизические свойства горной породы. Типичным примером в этом отношении является наличие рассеянных аутигенных глин в коллекторе. Даже когда объемное процентное содержание этих глин является пренебрежимо малым, их влияние на добывные характеристики коллектора может быть значительным. На рис. 4.2 показано типичное распределение рассеянных глин в системе пор коллектора и их относительное влияние на петрофизические свойства [1]. Другие примеры относятся к процессу диагенеза, который оказывает влияние на один или несколько исходных минералов. На месторождении Prudhoe Bay растворение первичного кремнистого известняка привело к возникновению широко разветвленной системы микропор, которая наложилась на первоначальную межзерновую систему. Эта микропористость составляет в среднем 40 %, но вследствие малых размеров пор она заполнена углеводородами только на значительной высоте над зеркалом свободной воды. Как следствие, возникает система двойной пористости, которая, в свою очередь, влияет на нефтеотдачу продуктивного пласта [2]. И наконец, в карбонатных системах даже в большей степени, чем в терригенных коллекторах, изучение истории диагенеза, оказавшего влияние на породу, часто оказывается ключом к пониманию поведения месторождения в ходе эксплуатации.

Минералогическую информацию, полученную при анализе образцов керна или шлама, также следует использовать для настройки методики интерпретации каротажа, в пересчете на объем. Большинство из программных пакетов для интерпретации, доступных на сегодняшний день, позволяют проводить мультиминеральные расчеты, так что полученная в результате литологическая колонка может дать достоверное представление о распределении основных минералов по стволу скважины. Правильная интерпретация объемного состава породы является лучшей гарантией достоверности петрофизической интерпретации, а также может оказать большую помощь геологам на стадии геологической корреляции.

4.1.1.3. Методы исследования

Существует много лабораторных методов изучения характеристик системы пор, а также типа, распространенности и местоположения минералов в коллекторе.

- **Петрография шлифа**. Этот метод до сих пор используется чаще всего. Анализ может проводиться на образцах шлифа, керна, получаемого при бурении и боковыми керноотборниками, при этом можно получить ценные сведения о минералогическом составе, а также о системе пор в породе. Петрография шлифа является основной методикой, применяемой для изучения таких петрологических особенностей, как строение, текстура, сортировка, и представляет собой средство, позволяющее делать выводы о диагенетической истории осадка. Также может оцениваться наличие и относительная важность

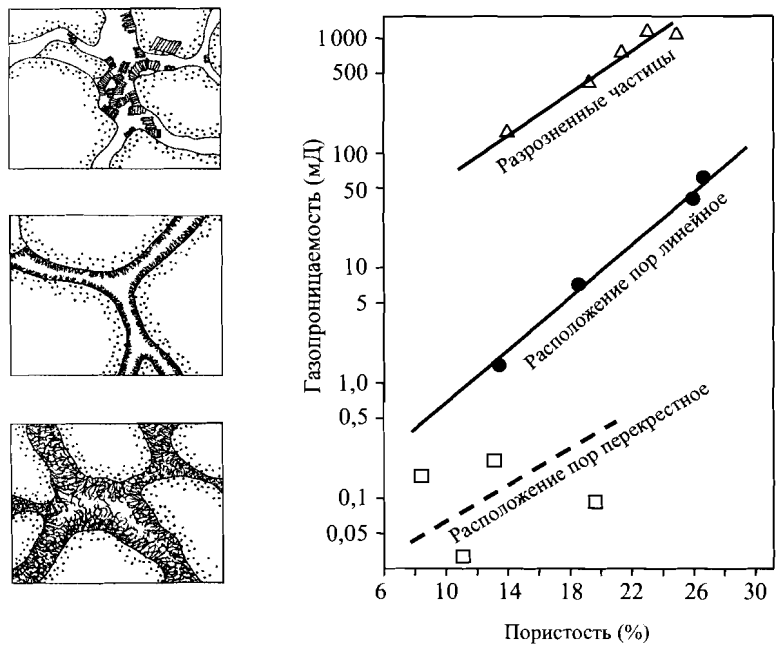


Рис. 4.2. Аутигенные глины и их влияние на петрофизические свойства [1]

различных типов систем пор и их взаимосвязи с аутигенными минералами или цементом.

- **Сканирующий электронный микроскоп (SEM)**. Как уже упоминалось, этот относительно новый метод дает возможность детально исследовать систему пор и особенности минералогического состава. Это позволяет получить точную информацию о количестве, размере и морфологии присутствующих в коллекторе пор. Вместе с петрографией шлифа этот метод делает возможным всесторонний анализ процессов осадконакопления и диагенетических процессов, оказавших влияние на формирование коллектора.
- **Дифракционный рентгеновский анализ (XRD)**. Это наиболее распространенный метод определения общего минералогического состава образцов керна. Этот метод отличается быстротой и достоверностью, а также позволяет точно выявить глинистые фракции.

Другие лабораторные методы, которые успешно применяются в этой области, — это послойная томография (CT scanning) и ядерный магнитный резонанс (ЯМР).

4.1.2. Размер зерен и отсортированность

Структурный анализ, которым нередко пренебрегают, является важнейшим источником информации, необходимой для понимания структуры порового пространства. Размеры зерен, из которых состоит коллектор, и их распределение по

размеру являются одними из самых значимых факторов влияния, когда заходит речь о таких параметрах коллектора, как емкость и гидропроводность. Несмотря на то что петрофизические характеристики коллектора явно зависят от размера и распределения *порового пространства*, выяснилось, что они также связаны с аналогичной твердой составляющей, то есть размером зерен и их распределением.

Размеры зерен и сортировка, как правило, измеряются в лаборатории путем ситового анализа, который позволяет узнать размеры и распределение зерен, слагающих коллектор. Результаты обычно представляются в виде интегральных функций распределения, подобных показанным на рис. 4.3. Заметьте, что форма интегральной функции распределения позволяет быстро оценить среднее значение размера зерен, а также определить форму гранулометрического распределения, которое, в свою очередь, является показателем сортировки осадочных пород. Среди других методов измерения следует выделить рассеяние лазерного излучения при воздействии на измельченные образцы.

Недавно были сделаны попытки получить структурные параметры, основываясь на скважинных измерениях с применением ядерного магнитного резонанса. При этом были получены эмпирические соотношения времени релаксации T_2 и зернистости, которые в некоторых случаях могут успешно конкурировать с данными кернового анализа.

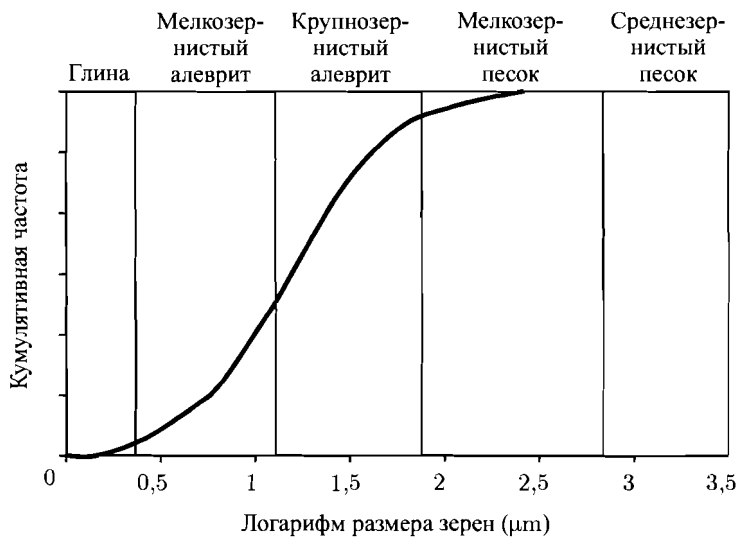


Рис. 4.3. Типичная кривая ситового анализа

Смысл изучения структурных параметров породы-коллектора состоит в том, что они нередко связаны с петрофизическими свойствами пласта и при некоторых обстоятельствах могут обеспечить достоверную количественную оценку ряда самых важных свойств.

Взаимосвязи между петрофизическими свойствами и строением горной породы уже много лет являются объектом как теоретических, так и экспериментальных исследований.

Классическое отношение, которое связывает пористость, проницаемость и строение горной породы, — это уравнение Козени–Кармана [3]. Это уравнение исходит из предпосылки, что поток жидкости через пористую среду можно представить как ламинарный поток, протекающий через пучок трубок различного радиуса, что позволяет определить проницаемость k данного образца как функцию пористости ϕ и других структурных параметров горной породы:

$$k = \phi^3 / K_0 \tau s^2, \tag{4.1}$$

где s — это площадь поверхности пор на единицу объема порового пространства, τ — это извилистость порового пространства образца, равная $(L_a/L)^2$, соотношение между фактической длиной пути движения флюидов и длиной образца, а K_0 — это коэффициент формы, который принимает значения от 2 до 3 и обычно равен 2,5.

Следует заметить, что уравнение Козени–Кармана исходит из того, что проницаемость прямо пропорциональна пористости и обратно пропорциональна отношению поверхности к объему горной породы. Это интуитивно понятно, поскольку характеристики потока флюидов зависят главным образом от больших пор, где значение коэффициента s мало.

Альтернативная форма уравнения (4.1) может быть получена, если параметр s определяется как отношение площади поверхности пор к объему зерен породы:

$$k = \phi^3 / K_0 \tau s^2 (1 - \phi^2). \tag{4.2}$$

Дальнейшее преобразование этого уравнения, основанное на простых геометрических преобразованиях, предполагает определение эквивалентного сферического диаметра d:

$$k = \phi^3 d^2 / K_0 \tau (1 - \phi^2) 6^2. \tag{4.3}$$

В таком виде уравнение Козени–Кармана может применяться для расчета проницаемости с опорой на гранулометрические данные и имеет преимущества, когда речь заходит о хорошо отсортированных осадочных породах.

Следует подчеркнуть, что, по сути, уравнение Козени–Кармана является моделью размера пор. Также были разработаны другие теоретические модели, которые связывают размер зерен и отсортированность с проницаемостью. Эти модели могут использоваться для определения проницаемости при наличии замеров пористости и размеров зерен. К числу наиболее интересных принадлежат модели Берга и Ван Баарена [4, 5]. Вообще, в этих моделях параметры зернистости и пористости, такие как медиана и тип распределения, используются для прогноза проницаемости.

Заметьте, что диапазон распределения гранулометрического состава (параметр отсортированности) объясняет уменьшение проницаемости, которое вполне естественно ожидать, когда небольшие зерна породы занимают поровое пространство, таким образом увеличивая показатель отношения площади поверхности к объему, как следует из уравнения Козени–Кармана.

В области экспериментального анализа одно из самых значительных исследований, в котором связываются структурные и петрофизические параметры, было проведено Биардом и Вейлом [6]. Они просеяли множество песчаных образцов и обнаружили общее увеличение проницаемости и пористости по мере улучшения отсортированности. С физической точки зрения это может объясняться закупориванием все более мелких пор по мере уменьшения размеров зерен породы, что приводит к уменьшению и пористости и проницаемости. Кроме того, они отметили регулярное увеличение проницаемости по мере увеличения размеров зерен от очень мелких до крупных, тогда как пористость оставалась неизменной. Это вполне соответствует известной концепции, согласно которой, если речь идет о хорошо отсортированных образцах, пористость не зависит от размера зерен, а проницаемость зависит.

Что касается карбонатных пород, исследования, проведенные на материале некавернозных пород, дали результаты, сходные с теми, которые были получены для рассмотренных выше терригенных пород [7]. Данные, полученные на отобранных некавернозных карбонатных образцах, представлены в графическом виде на рис. 4.4, так что можно легко проследить фундаментальную зависимость проницаемости от размеров зерен породы. Наличие каверн способствует увеличению общей пористости, предположительно не оказывая значительного влияния на проницаемость.

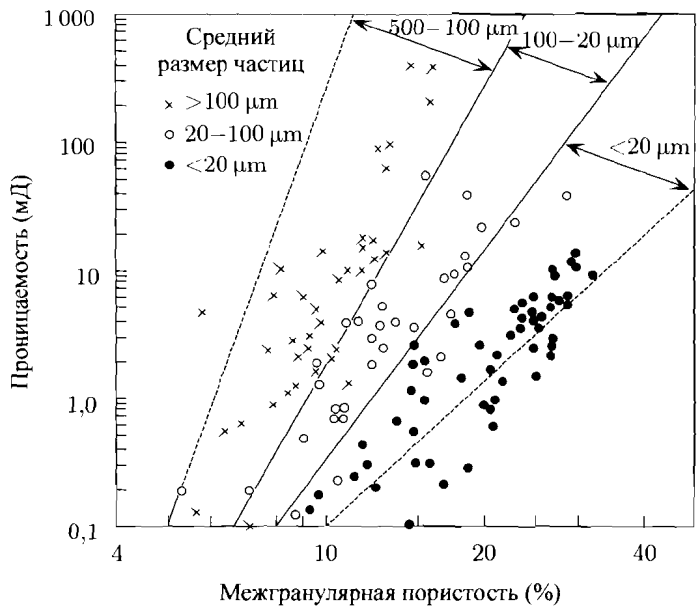


Рис. 4.4. Отношения $K - \phi$ на коллекции некавернозных карбонатных пород [7]

В заключение отметим, что строение осадочных пород является одним из наиболее значимых факторов при определении петрофизических свойств коллектора, при условии, что система пор не изменилась под влиянием диагенеза.

Тем не менее, применять такие зависимости при изучении коллекторских свойств пласта не всегда просто, так как данные гранулометрического анализа обычно доступны только для ограниченного числа скважин с отбором керна. Поэтому необходима связь с другими, более доступными, данными.

На рис. 4.5 изображен пример нефтяного месторождения, для которого имелось достаточное количество данных гранулометрического анализа для составления классификационной схемы фаций [8]. На данном рисунке фации представлены в порядке увеличения размера зерен. Нетрудно заметить, что между размером зерен и проницаемостью по горизонтали наличествует явная прямая связь, единственным исключением являются глины и более крупнозернистые литофации [7, 8], где репрезентативность замеров проницаемости может быть поставлена под вопрос. В этой работе связь между размером зерен и литологическими свойствами породы дала возможность распространить данную классификационную схему на все месторождение.

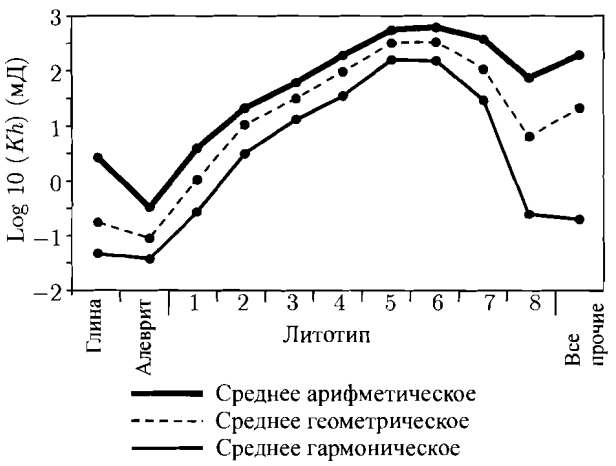


Рис. 4.5. Средняя горизонтальная проницаемость по керну в зависимости от классов по размерам зерен

4.1.3. Пористость

Пористость определяется как отношение объема порового пространства к общему объему коллектора. Этот параметр является безразмерным и может выражаться в долях единицы или в процентах.

Однако, несмотря на такое простое определение, пористость может оказаться сложным параметром для количественного измерения, потому что объем поровой части коллектора нередко представляет собой сложную сеть различной формы, размера и происхождения. Вследствие такой сложности существуют несколько систем классификации.

Самая общая и простая классификация системы пор может основываться на генетическом процессе, ответственном за формирование пористости. С этой

точки зрения мы можем выделить два основных типа пористости, первичную и вторичную.

Первичная пористость — это начальная пористость, сохранившаяся в осадочных породах после их отложения и первоначального уплотнения. Она сильно зависит от структурных характеристик отложений (размер, форма и сортировка зерен) и имеет тенденцию уменьшаться в зависимости от возраста и глубины залегания. Иногда она сохраняется при ранней миграции углеводородов.

Вторичная пористость связана с тектоническими напряжениями, которые оказывали влияние на отложения после погружения, и/или с циркуляцией подземных вод. Первые процессы обычно создают трещины и стилолиты, а вторые ответственны за растворение, осаждение, вторичную кристаллизацию, выщелачивание и доломитизацию, которые могут оказывать влияние на коллектор. Вторичная пористость обычно более значима в карбонатных породах, чем в терригенных осадках вследствие хрупкости этих пород и их относительно высокой растворимости.

Еще один популярный и простой способ классифицировать пористость коллектора основывается на представлении открытых и изолированных пор, что позволяет провести различия между общей и связанной, или эффективной, пористостью (примечание редактора: в российской научной традиции открытая и эффективная пористости различаются между собой).

Эта ситуация показана на рис. 4.6, где приводится идеализированная система пор в чистом песчанике с простой диагенетической предысторией. Коллекторы нередко отличаются определенной степенью закрытой пористости вследствие присутствия цементирующих веществ, которые изолируют некоторые части порового пространства. Сущностная черта этих изолированных пор состоит в том, что они не участвуют в движении флюидов.

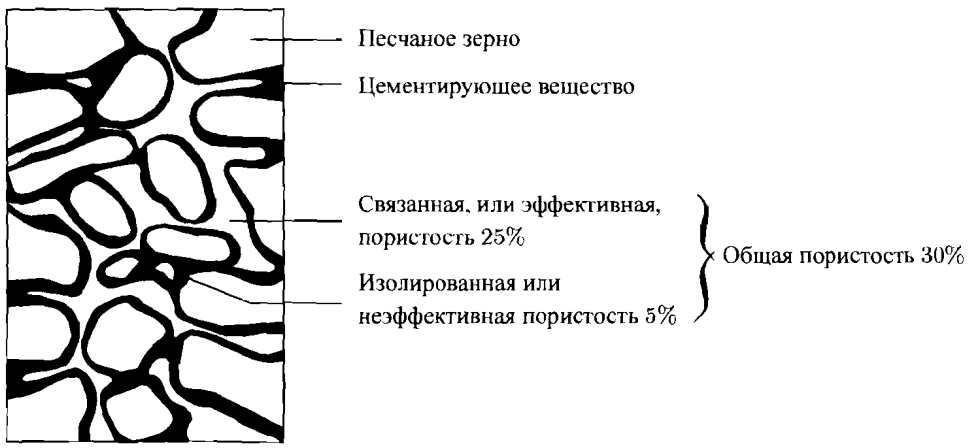


Рис. 4.6. Эффективная, изолированная и общая пористость чистого песчаника [9]

Когда речь идет о карбонатных породах, описание системы пор может стать еще более сложным. В большинстве случаев в одной и той же карбонатной по-

роде сосуществует и может быть выделено несколько типов пористости. Самой полезной, применительно к описанию коллекторских свойств пласта, возможно, является классификационная схема, предложенная Чокетт и Прей [10]. В этой классификации различают 7 типов пористости в зависимости от их происхождения и размеров: межгранулярная, внутригранулярная, межкристаллическая, отпечатковая, фенестровая, трещинная и кавернозная.

Описание и количественная оценка пористости является очень важным этапом в процессе описания характеристик пласта. В следующих разделах будут рассматриваться основные особенности и ограничения применяющихся методов.

4.1.3.1. Определение пористости по керну

Пористость обычно измеряется в лаборатории на небольших образцах коллектора цилиндрической формы, более или менее равномерно выпиливаемых из керна.

Ранее для измерения пористости использовалось несколько методов, основанных на определении двух из трех базовых объемных параметров: общего объема, объема матрицы породы и порового объема. Исчерпывающее описание этих методов приводится в источнике [11].

В настоящее время большинство используемых в лабораториях методов основывается на измерении порового объема, который позволяет определить значение эффективной, или связанной, пористости. Эти методы основаны или на экстракции флюида из образца породы, или на закачке флюида в поровый объем. Другие виды анализа, основанные на вычислении объема образца, измельченного до размеров отдельных зерен, позволяют измерить общую пористость.

Методы экстракции предполагают использование приборов, основанных на законе Бойля–Мариотта. Наиболее часто применяемыми флюидами являются газы, имеющие пренебрежимо малую адсорбирующую способность, такие как азот или гелий. Перед тем как проводить измерения, образцы необходимо очистить и высушить, но их также можно использовать и для дальнейших анализов. Эти методы применяются уже более сорока лет и до сих пор они являются, пожалуй, самыми распространенными. Как правило, они позволяют получить достаточно достоверные результаты и могут использоваться для измерений в пластовых условиях.

Суть методов, основанных на закачке флюида в поровое пространство, которые также называются методами измерения пористости насыщением, состоит в насыщении очищенного и высушенного образца флюидом известной плотности и определении порового объема исходя из зафиксированного изменения веса образца. Благодаря простоте и точности этот метод все еще широко применяется. Ограничения возникают в тех случаях, когда не представляется возможным достичь полного насыщения или когда речь идет об образцах с очень высокой проницаемостью, могут возникнуть сложности с определением веса образца в насыщенном состоянии. Кроме того, обычно осуществляются измерения только в поверхностных условиях.

Точность и репрезентативность определения пористости по керну

Данные кернового анализа обычно считаются эталонными значениями пористости. И хотя в подавляющем большинстве случаев это действительно так, необходимо учитывать ряд факторов, которые могут значительно повлиять на результаты лабораторных измерений. В частности, вторичная пористость может потребовать особого внимания, так как процессы, приводящие к ее появлению, могут происходить в намного большем масштабе по сравнению с размерами образца керна.

В нижеследующих подпунктах будут уточняться некоторые важные моменты, которые необходимо принять во внимание при оценке репрезентативности и точности имеющихся в распоряжении данных кернового анализа.

- **Точность**. Замеры, проводящиеся в различных лабораториях и/или с использованием различных методов, могут давать различные результаты. В сравнительном исследовании, осуществленном пятью ведущими лабораториями, замеры пористости проводились на множестве образцов с различными литологическими и петрологическими свойствами [12]. Как и ожидалось, был выявлен разброс результатов произведенных измерений пористости, главным образом связанный с различием использованных методов. Различия результатов, полученных разными методами, составили в среднем 80 %, однако применительно к некоторым образцам различия достигли показателя в 200 %, что может считаться существенной ошибкой при измерении пористости. Результаты более современных исследований степени точности лабораторных измерений описываются в [13].

- **Объем исследуемого материала**. Лабораторные методы обычно позволяют получить достоверные данные измерения пористости применительно к терригенным породам с преобладанием первичной, гранулярной пористости. В этом случае, даже если измерения проводятся на очень маленьком объеме коллектора, полученные результаты являются верными в среднем для тысяч пор и поэтому имеют статистическую значимость. Это также касается карбонатных пород, где преобладает первичная пористость (межгранулярная или оолитовая). Однако, в случае присутствия вторичной пористости, к достоверности результатов лабораторных исследований следует отнестись с осторожностью. Вторичная пористость нередко бывает связана с процессами, для которых характерна пространственная изменчивость в масштабе, значительно превышающем размеры образцов керна, поэтому в таких случаях полученные результаты не могут считаться репрезентативными. Каверны и пустоты растворения, например, обычно имеют гораздо больший размер, чем первичные межгранулярные поры, и могут быть неравномерно распределены в пределах пласта (рис. 4.7). В некоторых случаях, если измерения проводятся на полноразмерных образцах керна, результаты отличаются большей репрезентативностью, так как объем исследуемого материала больше. Это верно как для кавернозных карбонатных, так и для обломочных пород,

таких как конгломератные отложения, где размер слагающих их обломков иногда может быть больше, чем типичный размер образца керна. Примером таких конгломератных отложений может служить формация Brae на шельфовых месторождениях Юрского периода в Северном море.

- **Трещины**. Еще одним чрезвычайно важным моментом анализа кернового материала является наличие трещин. До сегодняшнего дня не существует удовлетворительного метода, который позволял бы достоверно оценить долю вторичной пористости, связанной с трещинами. В этом случае проблема является двоякой. С одной стороны, даже в большей степени, чем это касается растворения, образование трещин — это такой процесс, который должен быть охарактеризован в гораздо большем масштабе, чем размеры образца керна (цилиндрической формы или полноразмерного). С другой стороны, извлечение и манипуляции с образом керна до его прибытия в лабораторию неизбежно изменяют объем трещины, в особенности это касается проводящих трещин (наиболее важных). По этим причинам трещинная пористость обычно определяется при помощи зависимостей и диаграмм, основанных на законе Пуазейля [14].

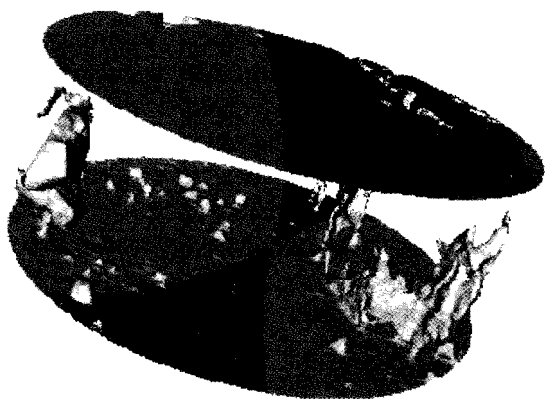


Рис. 4.7. Трехмерное изображение распределения пористости в кавернозной карбонатной породе (с разрешения Французского института нефти)

- **Условия измерения**. В большинстве случаев замеры пористости осуществляются в лабораторных (поверхностных) условиях. Поэтому необходимо делать поправку для того, чтобы учесть увеличение пористости вследствие декомпрессии, которая произошла, когда керн был извлечен на поверхность. В случае консолидированных пород такая поправка может быть значимой или нет, в зависимости от структурной жесткости матрицы породы и градиента давления. Однако когда речь идет о несцементированных или частично сцементированных породах, эта поправка всегда имеет большое значение и должна применяться. Поправки на уплотнение породы могут применяться с использованием теоретических моделей [15] или могут определяться

путем измерения эффективной пористости при пластовых давлении и температуре на некоторых образцах, а также с выведением некоторого закона эмпирических связей.

Вышеозначенные моменты подчеркивают, что ошибки или отсутствие репрезентативности могут повлиять на данные пористости, определяемые путем анализа образцов керна. Как следствие, при оценке имеющейся в наличии информации необходимо проявлять осторожность и в случае необходимости применять соответствующие поправки.

Когда все возможные источники ошибок исключены, а все подходящие поправки внесены, данные кернового анализа становятся эталонной информацией по пористости. Все другие данные, прежде всего интерпретация ГИС, должны сопоставляться и приводиться в соответствие с ними.

4.1.3.2. Пористость по данным ГИС

Самой обычной процедурой определения пористости пласта является интерпретация каротажных данных, потому что необходимые данные, как правило, имеются в наличии для большинства скважин.

В настоящее время доступно множество каротажных приборов, которые делают возможной косвенную оценку пористости путем регистрации некоторых физических свойств породы. Они обычно работают в открытом стволе скважины, но некоторые из них также могут применяться в обсаженных скважинах.

Как следствие, в особенности это касается старых месторождений, ученому-геологу или геофизику часто приходится сталкиваться с проблемой интеграции профилей пористости, полученных различными приборами или различными поколениями одного и того же скважинного прибора, возможно, при различных окружающих условиях. Поэтому еще до сравнения с данными кернового анализа важно понять, какие каротажные кривые имеются в наличии, и удостовериться, что приняты все возможные меры для калибровки данных и, соответственно, для получения достоверных показателей пористости по данным каротажа.

Описание различных каротажных приборов, их преимуществ и ограничений, безусловно, выходит за рамки этой работы. В источниках [16] и [17] всесторонне рассматриваются эти приборы, а также методы интерпретации, как современные, так и те, которые применялись ранее. В следующих разделах мы ограничимся обсуждением некоторых наиболее популярных каротажных приборов и их характеристик. Для ясности это описание поделено на две части, так что в первой обсуждается традиционная, а во второй — современная скважинная аппаратура.

A. Традиционные каротажные приборы

К традиционным каротажным приборам относятся акустический, нейтронный и плотностной зонды. Различные поколения этих приборов используются при промысловых работах уже более тридцати лет, при этом до сих пор они являются источником наиболее часто встречающихся измерений.

Прибор акустического каротажа измеряет скорость распространения акустических волн в горных породах. Скорость продольных волн является функцией прочности и плотности материала: чем более прочным является материал и чем меньше его плотность, тем выше эта скорость. Пористость имеет тенденцию уменьшать общую прочность породы, и поэтому она обратно пропорциональна скорости. Эмпирическое соотношение, позволяющее рассчитать пористость, — это хорошо известное отношение Вилли:

$$\theta = (t - t_{ma})/(t_f - t_{ma}),$$

где t, t_f и t_{ma} — это измеренное время, время пробега по флюиду и время пробега по матрице породы соответственно. Поэтому расчет пористости требует априорного знания литологического состава коллектора и насыщающего его флюида.

Если речь идет о хорошо сцементированных породах, в особенности это касается карбонатных пород, отношение Вилли справедливо и прибор акустического каротажа позволяет достаточно точно определить пористость. Однако, когда речь идет о расположенных на небольшой глубине несцементированных песчаниках, а также во всех тех случаях, когда порода не достигла полной степени уплотнения, акустика может значительно переоценить пористость пласта. То же самое случается и при наличии в пласте газа или легких углеводородов, потому что они значительно снижают скорость распространения акустической волны.

Интересная особенность прибора акустического каротажа состоит в том, что в некоторых случаях, особенно в карбонатных породах, он позволяет измерить вторичную пористость. Этот прибор имеет способность игнорировать изолированные пустоты или трещины в породе, так как акустические волны всегда проходят через породу по кратчайшей траектории. Когда имеются в наличии данные независимых измерений пористости при помощи нейтронного и плотностного каротажа, различия между этими двумя видами пористости дают возможность произвести качественное измерение степени вторичной пористости, образовавшейся в данном пласте.

Прибор плотностного каротажа позволяет оценить объемную плотность породы за счет регистрации ослабления гамма-излучения между источником и приемником. Гамма-лучи рассеиваются и поглощаются в пласте как функция электронной плотности этого пласта, которая тесно взаимосвязана с объемной плотностью. В свою очередь, отношение плотности к пористости выражается простым уравнением:

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)},$$

где ρ_{ma}, ρ_b, ρ_f — это плотность матрицы породы, объемная (измеренная) плотность и плотность флюида соответственно. Заметьте, что в этом случае, так же как и при акустическом каротаже, определение пористости по плотностному методу предполагает знание литологических свойств пласта и типа флюида.

Также, если пласт насыщен газом или легкими углеводородами, это повлияет на измеренную объемную плотность, так что рассчитанная пористость будет значительно превышать реально существующую.

В отличие от акустического, прибор плотностного каротажа позволяет определить общую пористость, поскольку измеренная объемная плотность является средней для всех типов поровых пространств, присутствующих в горной породе.

Прибор нейтронного каротажа измеряет способность поглощения горными породами потока быстрых нейтронов, непрерывно испускаемых радиоактивным источником. Проходя через пласт, эти нейтроны замедляются за счет столкновения с ядрами элементов до тех пор, пока не достигнут очень низкого (теплового) уровня энергии и не поглотятся. Самым эффективным элементом, который способствует замедлению этих нейтронов, является водород, так как его масса близка к массе нейтрона. Поэтому плотность нейтронов в пласте обратно пропорциональна пористости, так как в чистых пластах весь водород содержится в поровых флюидах.

Как акустический и плотностной приборы, прибор нейтронного каротажа чувствителен к литологическому составу пласта, так как матрица породы вносит свой вклад в замедление и захват нейтронов. Кроме того, этот прибор обладает повышенной чувствительностью к окружающим условиям и присутствию газа, который понижает плотность ядер водорода в поровом пространстве. Так же как и плотностной, прибор нейтронного каротажа измеряет общую пористость пласта.

За исключением чистых песчаников, насыщенных водой или нефтью, нейтронный каротаж для определения пористости следует применять с осторожностью. Однако совместное использование плотностного и нейтронного каротажа позволяет получить гораздо более достоверные результаты, потому что можно определить пористость, не обладая знаниями о литологии. Более того, совместное использование этих двух методов дает возможность внести поправки с учетом влияния наличия в пласте глины и газа.

По этим причинам совместное применение методов плотностного и нейтронного каротажа до сих пор представляет собой наиболее часто используемый метод для определения пористости.

B. Современные каротажные приборы

За последние годы на рынке появилось новое поколение каротажных приборов, которые позволяют получить полезные данные для оценки пористости: это приборы импульсного нейтронного и ядерно-магнитного каротажа.

Приборы импульсного нейтронного каротажа представляют собой дальнейшее развитие импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и прибора углеродно-кислородного метода, которые применяются для определения насыщения в обсаженных скважинах с 1970-х годов. Так же как и нейтронный каротаж, физика этих приборов основана на облучении пласта быстрыми нейтронами с последующим определением плотности тепловых нейтронов или спектра гамма-квантов. Поэтому в данном случае может быть получена кривая

пористости с теми же показателями, что и классическая кривая пористости по нейтронному каротажу в открытом стволе скважины. К этой кривой пористости применимы те же ограничения, которые уже были описаны при обсуждении нейтронного каротажа, поэтому ее необходимо использовать с осторожностью, когда речь заходит о пластах, насыщенных газом, или глинистых пластах.

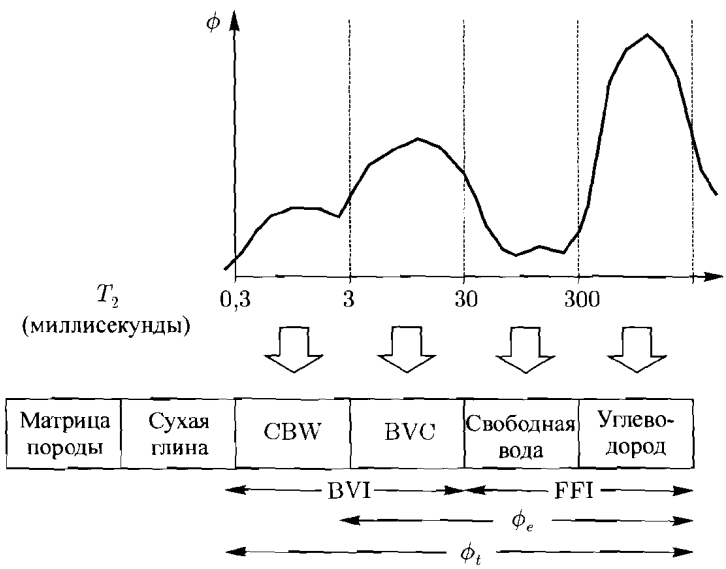
Главным преимуществом импульсного нейтронного каротажа является возможность его проведения в обсаженной скважине. Ни один другой прибор не дает такой возможности. Поэтому он может использоваться в старых скважинах, для которых не были получены кривые пористости, позволяя одновременно получить профили насыщенности и пористости.

Прибор ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) является, пожалуй, самым интересным и наиболее многообещающим каротажным прибором за последнее десятилетие. Хотя принципы магнитного резонанса известны уже много лет, развитие технических средств шло медленно, и только в последние годы они получили широкое распространение.

Принципы и физика ЯМР подробно обсуждается в источнике [18]. По сути, этот прибор индуцирует в пласт сильное пульсирующее магнитное поле, которое определяет положение протонов водорода. Вторичное магнитное поле, перпендикулярное предыдущему, разворачивает протоны на 90° относительно ориентации, обусловленной действием постоянного магнита. Прибор измеряет время, которое необходимо протонам для того, чтобы сменить фазу из вторичного магнитного поля (время T_2), а также время, необходимое для возвращения в их исходное положение (время T_1) после прекращения действия магнитных полей. Время T_2, также называемое **временем релаксации**, является устойчивой функцией отношения поверхности к объему в поровом пространстве, а соответственно и пористости.

На рис. 4.8 показано распределение флюидов в поровом пространстве и соответственная интерпретация данных каротажа ЯМР по кривой T_2 типичного песчаника. Здесь могут быть выделены две составляющие: индекс свободного флюида, FFI (Free Fluid Index), который представляет собой процент порового пространства, занятого подвижными флюидами (вода + углеводород), и общий объем связанной воды, BVI (Bulk Volume Irreducible), который представляет собой совокупное поровое пространство, содержащее остаточную воду. Последняя состоит из воды, связанной глинистыми минералами, CBW (Clay Bound Water), а также из общего объема воды в капиллярах, BVC (Bulk Volume Capillary), представляющего собой воду, связанную капиллярными силами.

Используемые в настоящее время приборы ЯМР способны различить водород в сообщающихся порах (свободные флюиды), а также капиллярносвязанную воду, измеряя таким образом своего рода эффективную пористость. Микропористость и вода, связанная глиной, характеризуются значительно большим отношением поверхности к объему, которое дает очень низкое значение T_2. Исследования продолжаются, и следующее поколение приборов ядерно-магнитного каротажа будет способно определять все составляющие общей пористости горной породы [19].



CBW – вода, связанная глинистыми минералами
BVC – общий объем воды в капиллярах
BVI – общий объем связанной воды
FFI – индекс свободного флюида

Рис. 4.8. Кривая T_2 и распределение флюидов в поровом пространстве [20]

Если речь идет о карбонатных породах, замеры ЯМР позволяют различить межзёренную и кавернозную пористость [12]. Фактически, благодаря своим размерам, пустоты в породе часто характеризуются очень низким отношением поверхности к объему, и поэтому в этом случае показатель T_2 обычно оказывается больше, чем когда речь идет о более мелких, межгранулярных поровых пространствах.

Применение ядерно-магнитного каротажа показало, что этот прибор позволяет с высокой достоверностью измерить пористость во множестве различных литологических обстановках. По сути, одно из главных преимуществ данного прибора состоит в том, что, в отличие от всех остальных, он позволяет измерить пористость вне зависимости от литологических свойств породы.

В недавно вышедшей публикации обобщается опыт, полученный в бассейне San Jorge (Аргентина), где было проведено более 4000 измерений ЯМР.

Комплексирование данных пористости по керну и каротажу

Образцы керна и каротажные диаграммы фактически являются единственными источниками данных для определения пористости, поэтому для получения достоверной интерпретации чрезвычайно важно соответствующим образом объединить эти данные.

В принципе такое объединение может оказаться непростым делом. Для того чтобы оценить сложность этой задачи, следует учесть, что данные, получаемые из одного источника, совсем не обязательно сопоставимы с данными из других источников. На рис. 4.9 представлена стандартная модель пористости горной породы типичного глинистого песчаника. Следует подчеркнуть, что различные каротажные приборы и методики измерения ориентированы на различные области системы пор. В верхней части рисунка показаны части порового пространства для различных скважинных приборов и лабораторных методов. Очевидно, что понимание характерных особенностей и ограничений каждого из методов является непременным условием для верной калибровки данных и, соответственно, для комплексирования имеющейся информации.



* Если образец во время измерения полностью размельчён

** Изменяется как функция высоты над уровнем свободной воды

Рис. 4.9. Стандартная модель пористости глинистого песчаника

Общая процедура комплексирования оценки пористости с трудом поддается определению, потому что она зависит от имеющихся в наличии данных и от особенностей изучаемого пласта. Однако в принципе сюда можно включить следующие моменты:

- Проверьте все имеющиеся данные кернового анализа, обращая внимание на примененные методы измерения. Отбракуйте те данные, которые по каким-либо причинам кажутся вам недостоверными. Проверьте, насколько значимым является влияние перекрывающих пород, и в случае необходимости сделайте соответствующую поправку.

- Соберите и проверьте все диаграммы пористости, имеющиеся для изучаемого месторождения, включая кривые в обсаженных скважинах, если таковые имеются в наличии. Проверьте качество этих данных и отбракуйте те кривые, которые не удовлетворяют минимальным требованиям. Проверьте отклик приборов в выбранных литологических условиях (например, глинах) и, если необходимо, откалибруйте эти кривые и/или нормализуйте их соответствующим образом. Рассчитайте профили пористости по всем скважинам, для которых имеются достоверные каротажные данные.
- Произведите точную увязку каротажных кривых и керна по глубине.
- Сравните полученные пористости по данным керна и по каротажу. Это можно сделать несколькими способами, чаще всего используется простой кросс-плот соответствующих двух показателей. Такие кросс-плоты обычно позволяют выявить систематические ошибки в интерпретации каротажа, которые затем можно легко подкорректировать. Еще один известный метод предполагает совмещение двух кривых пористости как функции от глубины. В этом случае можно легко выявить проблемы интерпретации, связанные с теми или иными литологическими зонами, и решить их. Коррекцию необходимо проводить, используя керновые данные как эталонные.

Необходимо подчеркнуть, что при наличии данных хорошего качества определение пористости не является задачей первостепенной важности при изучении коллекторских свойств пласта, особенно когда речь идет о первичной пористости.

Однако встречаются и исключения. Так, например, иногда диаграммы каротажа пористости отсутствуют и/или в наличии имеется только набор старых каротажных кривых: в таких случаях стадия калибровки и, соответственно, интерпретации может оказаться трудной.

Другие примеры включают в себя пласты со сложным литологическим составом при отсутствии или недостатке данных кернового анализа. Поскольку наиболее часто используемые диаграммы каротажа пористости требуют предварительного знания литологических особенностей пласта, нехватка данных керна может привести к ошибкам в интерпретации пористости, которые могут иметь значительное влияние при оценке геологических запасов нефти.

Определение пористости может оказаться сложным делом также в случае карбонатных пластов, когда вторичная пористость составляет значительную долю суммарного порового пространства. Интерпретация может оказаться критически значимой, если речь идет о трещиноватых коллекторах, когда матричная пористость является низкой, а трещинная пористость составляет значительную долю общей пористости.

Во всех случаях правильное комплексирование имеющейся в распоряжении информации помогает уменьшить влияние таких факторов неопределенности.

4.1.4. Водонасыщенность

Поровое пространство коллектора заполнено флюидами, обычно водой и углеводородами. Относительное пространственное распределение этих флюидов

зависит от ряда факторов, которые связаны с физическими свойствами породы и флюидов, а также с их взаимодействием.

Определение параметров насыщенности коллектора является одной из самых важных задач при изучении коллекторских свойств пласта. На самом деле эти параметры влияют не только на подсчет запасов углеводородов в пласте, но и на гидромеханику, а следовательно, и на ожидаемую динамику добычи на данном месторождении. К сожалению, флюидонасыщенность определить сложнее, чем пористость, так как в большинстве случаев оценка этого параметра зависит от различных источников неопределенности.

Для установления параметров насыщенности коллектора существует целый ряд методов. Некоторые из них основываются на прямых измерениях количества флюидов, присутствующих в поровых пространствах, другие — на косвенных измерениях, которые осуществляются или на образцах керна, или в скважинных условиях.

В следующих разделах будут рассматриваться некоторые из наиболее часто применяемых методов, которые позволяют определить вертикальные профили насыщенности в скважине. Во второй части данной главы будет показано, как можно создавать двух- и трехмерные модели распределения насыщенности, начиная с этих типичных вертикальных профилей.

4.1.4.1. Насыщенность по данным керна

Насыщенность флюидом может определяться по данным керна или путем измерения количества флюидов, экстрагируемых из образца керна, или за счет замеров капиллярного давления.

А. Экстракция флюидов

Экстрагирование флюидов из образцов керна основывается на определении количества воды и углеводорода, присутствующих в образце керна в естественном состоянии. Самым точным методом экстрагирования флюидов, возможно, является метод Дина–Старка, согласно которому пластовая вода, содержащаяся в образце керна цилиндрической формы в естественном состоянии, кипятится при температуре порядка 100 градусов в течение длительного времени и собирается в отдельной градуированной колбе. Затем производится измерение пористости на чистом образце и рассчитывается водонасыщенность как доля (или процентная составляющая) порового пространства, заполненного водой. Качество данных насыщенности, которые могут быть получены при помощи методов экстрагирования, отличается чрезвычайным разнообразием. В принципе, на содержание флюида в образце керна цилиндрической формы в момент проведения таких измерений оказывают влияние два основных процесса:

1. **Загрязнение керна**. В ходе бурильных работ разность давления между столбом бурового раствора и пластовым давлением способствует проникновению

фильтрата бурового раствора в керн и вытеснению части изначально содержащихся в нем флюидов.

2. **Расширение флюида**. В ходе извлечения керна с забоя скважины на поверхность внешнее давление постоянно понижается, способствуя расширению содержащихся в керне воды, нефти или газа. А те, в свою очередь, имея больший коэффициент расширения, стремятся вытеснить из керна другие флюиды.

Влияние этих двух процессов представлено на рис. 4.10 (из [11]) для образцов керна, полученных при буровом растворе на воде (сверху) и на нефтяной основе (снизу).

Когда в качестве бурового агента используется вода, следствием процесса загрязнения является значительное повышение водонасыщенности керна, которая с трудом поддается количественной оценке. По этой причине данные экстрагирования для скважин, бурящихся с использованием бурового раствора на основе воды, не подходят для точного определения насыщенности.

Однако когда в качестве бурового раствора используется жидкость на нефтяной основе, процесс загрязнения керна обычно совсем не влияет на водонасыщенность или влияет незначительно. Также считается, что расширение газа оказывает незначительное воздействие на первоначальную водонасыщенность.

Исчерпывающее исследование достоверности определения насыщенности на образцах керна при бурении с применением промывочной жидкости на нефтяной основе, построенное на анализе более 8000 образцов керна с месторождения Prudhoe Bay, подтвердило эти предположения [23]. Образцы керна цилиндрической формы вырезались с края и из центра набора кернового материала для того, чтобы исследовать воздействие загрязнения керна фильтратом бурового раствора. При этом не было выявлено значительных расхождений. Расширение газа замерялось на образцах керна при фиксированном давлении, и в данном случае различия также оказались пренебрежимо малы. Также изучалось влияние других факторов, таких как скорость проходки и различные режимы работы.

Результаты исследований, проводившихся на Prudhoe Bay, показали, что при определенных обстоятельствах данные экстрагирования могут являться наиболее надежным источником информации, когда речь идет о насыщенности флюидом. Ограничение этой информации состоит в том, что она может считаться достоверной только в зоне остаточной водонасыщенности, то есть выше переходной зоны. На самом деле при наличии подвижной воды она может замещаться фильтратом бурового раствора, и количество экстрагированной воды окажется слишком незначительным по сравнению с водонасыщенностью в пласте.

B. Измерения капиллярного давления

Данные насыщенности, определенные по керну, также могут быть получены в лаборатории путем измерений капиллярного давления.

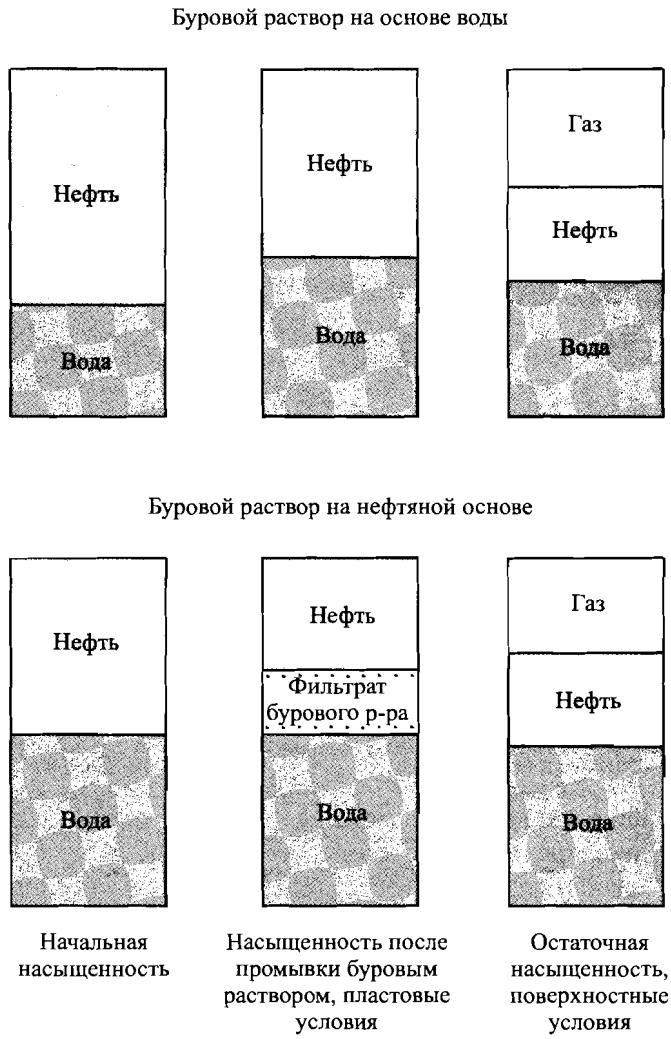


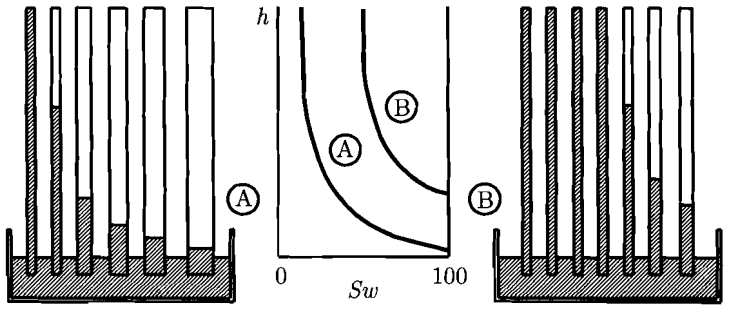
Рис. 4.10. Типичные изменения насыщенности керна до и после подъема на поверхность (с разрешения McGraw-Hill Companies) [11, с изм.]

Капиллярное давление возникает в тех случаях, когда в поровом пространстве коллектора находятся два флюида, и определяется как разница давления, измеряемого в этих двух фазах.

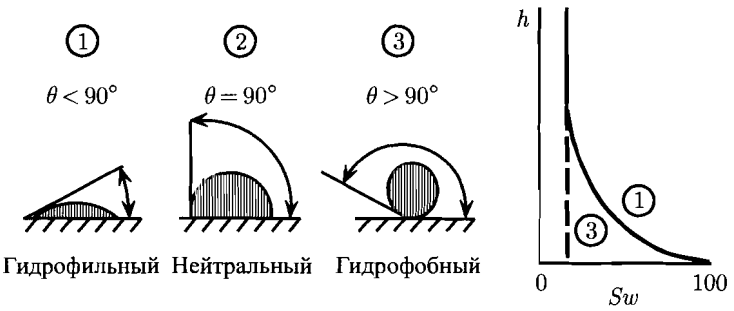
Между капиллярным давлением и водонасыщенностью существует внутренняя связь, потому что вода удерживается в поровом пространстве капиллярными силами. Поэтому, зная закон распределения капиллярного давления в коллекторе, можно получить функцию вертикального распределения для водонасыщенности.

С теоретической точки зрения капиллярное давление выражается следующим образом:

$$Pc = 2\sigma \cos\theta / r, \tag{4.4}$$



Влияние размера пор и эффект распределения (структурный эффект)



Влияние смачиваемости горной породы (угол смачиваемости)

Рис. 4.11. Определяющие факторы капиллярного давления

где σ — натяжение на поверхности раздела флюидов, $\cos\theta$ — угол смачивания, а r — радиус капилляра. Соответственно, капиллярное давление представляет собой функцию свойств флюида (поверхностное натяжение), свойств породы (радиус капилляров) и свойств взаимодействия породы и флюида (угол смачиваемости, или смачиваемость). Любое изменение этих факторов в пределах пласта приводит к изменению капиллярного давления, а соответственно и водонасыщенности. Зависимость капиллярного давления от такого множества параметров делает моделирование водонасыщенности очень сложной задачей.

В реальных пластах капиллярное давление повышается бесконечно от уровня свободной воды, где оно равняется нулю. Величина его роста главным образом зависит от разности плотностей данных двух флюидов. Поэтому в промысловых единицах капиллярное давление может выражаться следующим образом:

$$Pc = 0{,}098 h \Delta\rho, \tag{4.5}$$

где h — это расстояние в метрах от уровня свободной воды, а $\Delta\rho$ — разница плотностей в граммах на сантиметр кубический между двумя флюидами. Это отношение позволяет сравнить лабораторные измерения и данные добычи.

Влияние различных свойств породы и флюидов на капиллярное давление можно проследить на рис. 4.11 и рис. 4.12. Размер и распределение пор (то есть структура), могут рассматриваться как эквивалент капиллярного радиуса в реаль-

но существующих коллекторах. Структура является одним из важнейших определяющих факторов: мелким порам свойственно порождать более высокое давление при данной водонасыщености, а сортировка осадка влияет на форму кривой. Еще один очень важный параметр — это смачиваемость: гидрофобные породы обычно характеризуются меньшими переходными зонами, а также более низкой остаточной водонасыщенностью. Разница плотностей также значительно влияет на функцию капиллярного давления: чем она меньше, тем больше переходная зона. Для поверхностного натяжения верным является обратное отношение: чем меньше натяжение, тем меньше переходная зона. Наконец, показатели капиллярного давления зависят от направления потока (дренирование или пропитывание, в зависимости от уменьшения или увеличения насыщенности смачиваемых фаз).

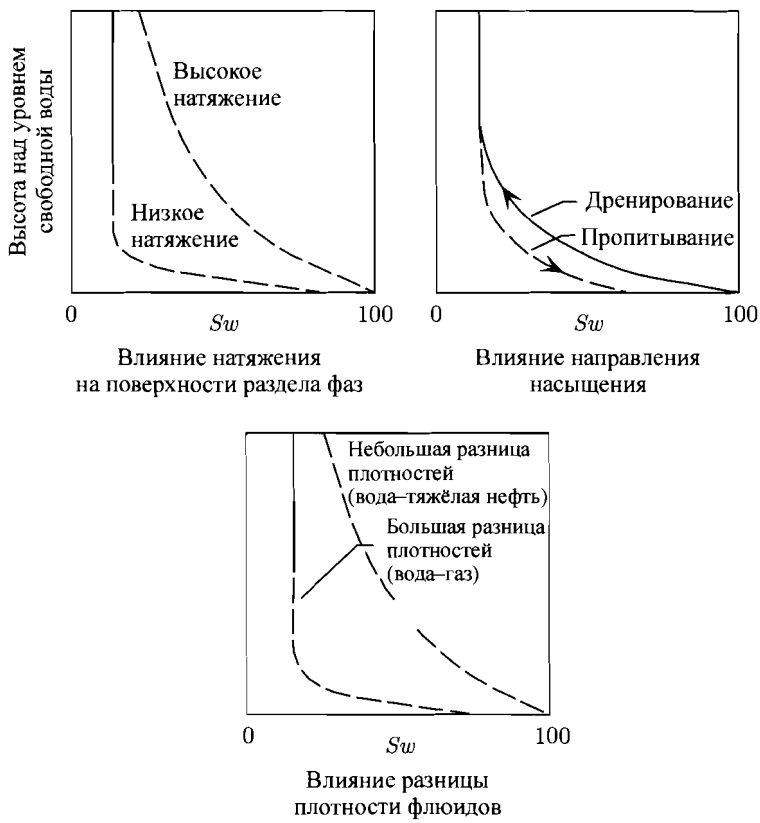


Рис. 4.12. Определяющие факторы капиллярного давления

Существуют различные методы для определения капиллярного давления в лаборатории, при этом наиболее часто используются метод полупроницаемой мембраны, ртутная порометрия и центрифугирование.

- **Камера, воспроизводящая пластовые условия.** Очищенный и насыщенный на 100% водой образец помещается в камеру, где на него действует

возрастающее давления несмачивающего флюида. Вытесненная вода удаляется через полупроницаемую мембрану с отверстиями, соответствующими распределению пор по размерам, расположенную под образцом. На каждом этапе увеличения давления выделяется достаточно времени для восстановления статического равновесия, а также осуществляется гравиметрическое измерение насыщенности. Данный метод обычно позволяет получить очень точные результаты, при этом могут использоваться любые пары флюидов (воздух–вода, воздух–нефть, нефть–вода), хотя в практических целях, как правило, применяется только воздушно-водяная система. Недостаток этого метода заключается в том, что для восстановления равновесия при каждом повышении давления обычно требуется несколько дней. Поэтому чаще всего определяется только 6–8 точек насыщения, потому что эти испытания являются достаточно дорогостоящими.

- **Центрифугирование.** В этом случае очищенные и насыщенные на 100 % водой образцы помещаются в центрифугу, которая вращается на различных постоянных скоростях. Образцы подвергаются влиянию увеличивающихся гравитационных сил, что приводит к удалению воды через торцевую часть образца керна. Количество воды, которое выделяется из образцов на определенных этапах, фиксируется стробоскопом, и затем объемным методом рассчитывается водонасыщенность. Этот метод является менее точным, однако исследование проводится гораздо быстрее, чем в методе с полупроницаемой мембраной, а также позволяет получить более высокое эффективное давление. С применением этого метода можно также исследовать любые системы флюидов.

- **Ртутная порометрия**. Это самый простой и быстрый метод получения данных капиллярного давления в лабораторных условиях. Ртуть нагнетается в очищенный и высушенный образец коллектора при различном давлении, и при этом на каждом этапе измеряется количество вещества, проникшего в образец. Поскольку ртуть всегда является несмачивающей фазой, становится возможным косвенно измерить водонасыщенность. Этот метод позволяет быстро определить величину капиллярного давления, при этом для каждого образца обычно производится от 20 до 30 замеров. Главный недостаток заключается в том, что данные воздух–ртуть необходимо пересчитывать в систему воздух–соленый раствор (поправка на смачиваемость), что привносит некоторую степень неопределенности. Кроме того, образцы коллектора становятся непригодными для дальнейших исследований.

Применение данных капиллярного давления, измеренных в лабораторных условиях, не является таким простым, как это происходит в случае измерений пористости. Для того чтобы использовать эти данные в инженерных расчетах, необходимо предпринять ряд шагов.

1. **Приведение данных к пластовым условиям.** Лабораторные исследования проводятся на флюидах, обладающих физическими свойствами, отличными

от тех, которые характерны для пластовых условий, поэтому приходится преобразовывать данные. Наиболее часто для этого применяется следующая формула:

$$Pc_{\mathrm{R}} = Pc_{\mathrm{L}}(\sigma\cos\theta)_{\mathrm{R}}/(\sigma\cos\theta)_{\mathrm{L}}, \tag{4.6}$$

где подстрочные индексы П и Л обозначают пластовые и лабораторные условия соответственно. Заметьте, что это уравнение получено путем преобразования выражений капиллярного давления и исходя из того, что радиус капилляра не меняется. Затем это приведенное капиллярное давление может быть преобразовано в высоту над уровнем свободной воды посредством уравнения (4.5), таким образом получаем:

$$h = Pc_{\mathrm{R}}/\Delta\rho = Pc_{\mathrm{L}}/\Delta\rho \cdot (\sigma\cos\theta)_{\mathrm{R}}/(\sigma\cos\theta)_{\mathrm{L}}, \tag{4.7}$$

Поэтому приведение кривой капиллярного давления по результатам лабораторных измерений в зависимость водонасыщенности от высоты над уровнем свободной воды требует знания градиентов пластовых флюидов ($\Delta\rho$), а также условий смачиваемости породы $(\sigma\cos\theta)_{\mathrm{R}}/(\sigma\cos\theta)_{\mathrm{L}}$.

2. **Нормализация данных**. Часто случается так, что имеющиеся в наличии замеры капиллярного давления по данному месторождению проводились в разное время и с применением различных методик. Поэтому эти данные необходимо нормализовать. Когда в наличии имеются измерения, полученные методом полупроницаемой мембраны, они обычно считаются эталонной информацией. В других случаях, в скважинах, пробуренных с использованием раствора на нефтяной основе, процедура нормализации может проводиться с опорой на значения остаточной водонасыщенности, полученные на основе данных экстракции в аппарате Дина–Старка.

3. **Усреднение данных**. Полученные кривые капиллярного давления в значительной степени зависят от петрофизических свойств образца породы, то есть пористости и проницаемости. Некоторые инженерные подходы, такие как численное стохастическое моделирование, требуют наличия кривой среднего капиллярного давления для каждого типа породы. Наиболее широко применяемое уравнение среднего капиллярного давления было предложено Левереттом [24] и называется **J-функцией**:

$$J(Sw) = Pc/\sigma\cos\theta \cdot (k/\phi)^{1/2}. \tag{4.8}$$

К числу других методов усреднения относятся эмпирические зависимости, полученные для изучаемого месторождения путем многофакторных регрессий. Практическое применение некоторых из этих методов усреднения данных будет обсуждаться, когда речь пойдет о распределении водонасыщенности (пункт 4.2).

В любом случае при использовании непосредственно этих данных в расчетах, связанных с изучением продуктивного пласта, следует соблюдать осторожность. Как это наглядно видно на рис. 4.7, получение функции зависимости

водонасыщенности от глубины по данным капиллярного давления требует знания множества параметров, и это может порождать значительную неопределенность.

С этой точки зрения особенную важность приобретает проблема смачиваемости образцов керна. Практически все эти лабораторные исследования проводятся на очищенных образцах, то есть на образцах, из которых были полностью извлечены первоначальные пластовые флюиды. Очищенный образец керна часто бывает полностью водонасыщенным.

Во многих случаях существует неопределенность в отношении фактических условий смачиваемости в пласте. Довольно часто действия, связанные с извлечением и обработкой керна, приводят к изменению первоначальной смачиваемости [25]. В таких случаях бывает трудно количественно определить множитель $(\sigma \cos\theta)_{\mathrm{R}}$ в уравнениях (4.6) и (4.7), тогда как обычно применяемые в литературе показатели могут рассматриваться только как весьма приблизительные.

Суть в том, что применение данных капиллярного давления для оценки насыщенности породы требует особого внимания. Как всегда ученый должен удостовериться в репрезентативности и достоверности данных, перед тем как применять их при изучении пласта.

4.1.4.2. Насыщенность по данным ГИС

Водонасыщенность можно измерить косвенно в пластовых условиях при помощи 2-х типов каротажных приборов, а именно каротажа сопротивлений и импульсного нейтронного каротажа.

А. Методы сопротивлений

Обычная практика оценки водонасыщенности применительно к определенному месторождению предполагает интерпретацию кривых каротажа сопротивлений. Данная методика основывается на том факте, что электропроводность продуктивного пласта целиком определяется присутствием в порах воды, так как скелет породы и углеводороды являются прекрасными диэлектриками. Поэтому интерпретация заключается в сопоставлении измеренного удельного электрического сопротивления (в дальнейшем просто сопротивления) продуктивного пласта с его теоретически возможным сопротивлением при условии, что он был бы полностью водонасыщенным. Если первое значение сопротивления больше, чем второе, это может свидетельствовать о наличии в пласте углеводорода.

Уравнение, которое позволяет вычислить водонасыщенность исходя из замеров сопротивления, широко известно как уравнение **Арчи** (примечание редактора: в российской научной традиции как уравнение Арчи–Дахнова). Впервые опубликованное в 1942 году [26], это уравнение до сих пор является краеугольным камнем при изучении неглинистых коллекторов:

$$Sw^n = \frac{a}{\phi^m} \cdot \frac{R_w}{R_t}. \tag{4.9}$$

Как следует из уравнения, водонасыщенность является функцией 6 независимых переменных (n, a, ϕ, m, R_w, R_t). За исключением переменной R_t, которая измеряется при помощи каротажа сопротивлений, все эти параметры должны быть рассчитаны или определены независимо. Остальная часть данного раздела будет посвящена обсуждению этих параметров с особым вниманием к связанной с ними неопределенностью.

Удельное сопротивление пласта, R_t. Сопротивление пласта, не затронутого проникновением, является главным параметром в уравнении Арчи. Оно измеряется в скважине при помощи каротажа сопротивления. Описание различных каротажных приборов и их особенностей выходит за рамки данной работы, тем более что с этими вопросами можно ознакомиться в любой книге по ГИС. В данном контексте полезно отметить некоторые особо важные факторы, касающиеся регистрации сопротивления пласта.

- Уравнение Арчи предполагает использование истинного сопротивления пласта. Поскольку проникновение бурового раствора всегда охватывает значительную часть пласта вокруг скважины, важно верно определить размер зоны проникновения и, если это необходимо, внести соответствующие поправки.
- Старое правило анализа ГИС гласит, что чем выше глубинность, тем ниже разрешающая способность по вертикали. Это значит, что определение параметра R_t может оказаться проблематичным, когда речь идет о маломощных пластах. Поэтому всегда необходимо быть уверенным, что используемые электрические зонды обладают достаточной разрешающей способностью.
- Различные зонды сопротивления имеют различные области применения, в зависимости от пористости пласта, общего сопротивления и минерализации скважинных флюидов. Хотя в большинстве случаев любой зонд сопротивления позволяет получить удовлетворительные результаты, при определенных условиях *неверный* выбор скважинного прибора может привести к получению недостоверных данных.

Однако следует заметить, что при нормальных условиях возможно получение точной оценки R_t. Большая часть неопределенности, связанной с расчетами водонасыщенности, часто происходит из других источников.

Удельное сопротивление пластовой воды, R_w. Удельное сопротивление пластовой воды может определяться множеством способов. Чаще всего это достигается за счет решения уравнения (4.9) для определения R_w в водоносном горизонте, где $Sw = 1$. Обычно это хороший способ, потому что с увеличением глубины соленость воды изменяется весьма незначительно. Однако встречаются случаи, когда связанная вода в нефтяной части пласта отличается по составу от воды в водоносном горизонте. В данном случае расчеты водонасыщенности, основанные на данных измерений в нижней части водоносного горизонта, могут оказаться ошибочными.

Другой способ определения R_w, позволяющий получить хорошие результаты, основан на замерах сопротивления и/или минерализации на пробах отобранной воды, а также на пробах воды, извлеченной из керна. Когда ни один из описанных выше видов информации не доступен, параметр R_w все равно можно определить при помощи зависимостей, основанных на некоторых преобразованиях уравнения (4.9). В качестве примера можно привести пользующиеся популярностью зависимости Пикетта и Хингла.

Также следует упомянуть о том, что расчет водонасыщенности для определенного месторождения с применением единственного значения параметра R_w необходимо проверять, опираясь на имеющиеся данные. И действительно, недавние публикации свидетельствуют о том, что степень минерализации воды может значительно изменяться как по вертикали, так и по горизонтали, что может привести к серьезным ошибкам при расчетах водонасыщенности [21].

В любом случае при определении сопротивления пластовой воды необходимо соблюдать осторожность. При наличии нескольких источников информации все данные должны сравниваться и проверяться.

Пористость, ϕ. В большинстве случаев пористость не относится к значительным источникам неопределенности. Здесь достаточно заметить, что, являясь частью уравнения Арчи, завышенная оценка пористости не только напрямую влечет за собой завышенную оценку запасов нефти в пласте, но также косвенно связана с насыщенностью, так как в уравнении (4.9) более высокая пористость дает более низкий коэффициент водонасыщенности.

Параметр пористости. Параметр пористости определяется как отношение сопротивления породы, полностью насыщенной минерализованной водой, к сопротивлению этого минерализованного раствора:

$$F = R_o/R_w.$$

В 100% водонасыщенном образце параметр пористости будет увеличиваться по мере уменьшения объема пор, доступного для воды, так как вода является единственной проводящей средой. Поэтому предполагается, что пористость, а также степень цементации должны быть главными факторами, влияющими на сопротивление породы. Общее отношение, которое выражает такую концепцию, было предложено Арчи в 1942 году:

$$F = a\phi^{-m}, \tag{4.10}$$

где переменные m и a, которые уже встречались в уравнении (4.9), — это коэффициент цементации и показатель цементации соответственно. Значение показателя цементации m отражает извилистость сообщающегося порового пространства и обычно варьирует в пределах от 1 до 2,3. Чем больше извилистость, то есть чем выше цементация, тем больше значение m.

Общие отношения между пористостью и параметром пористости представлены на рис. 4.13, где значение показателя цементации m представляет собой угол наклона прямой линии.

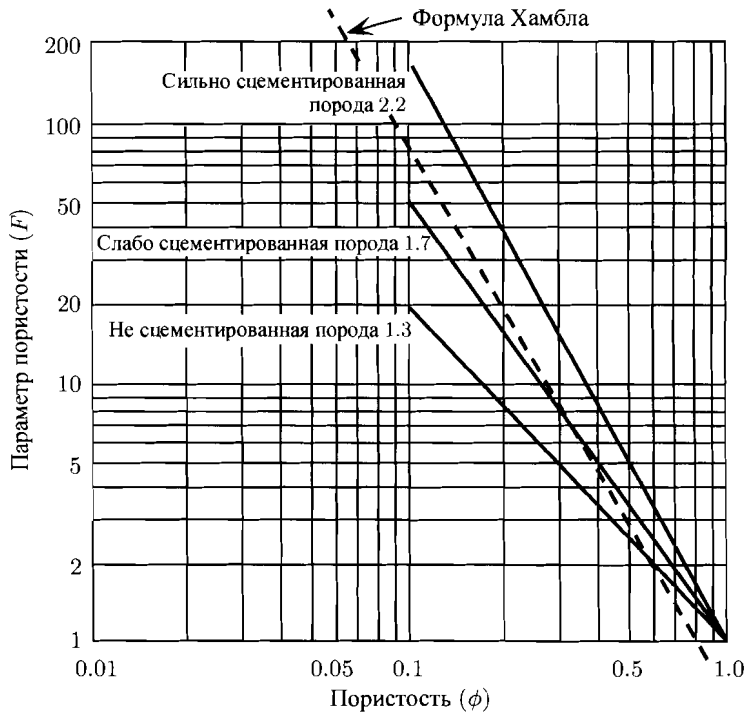


Рис. 4.13. Зависимости общей пористости и параметра пористости [28, с изм.]

Базовые отношения для параметра пористости выглядят следующим образом:

$$F = \phi^{-2} \qquad \text{для известняков,}$$

$$F = 0{,}81\phi^{-2} \text{ или } F = 0{,}62\phi^{-2{,}15} \qquad \text{для песчаников.}$$

Второе уравнение для песчаников общеизвестно как формула **Хамбла**. Коэффициент цементации a представляет собой однородность геометрии порового пространства. Когда a отличается от 1, геометрия пор будет изменяться в зависимости от пористости или, другими словами, в породе-коллекторе присутствуют различные типы пористости [29]. Следует отметить, что такая ситуация считается нормальной, так как обычно цементация изменяет геометрию пористого пространства. Однако большая часть петрофизиков предпочитает исключать один параметр, принимая значение коэффициента цементации a равным 1. В таком случае прямая линия на рис. 4.13 изначально является единственно возможной.

Параметр пористости F породы может определяться в лабораторных условиях путем измерения электрических свойств образца, насыщенного минерализованной водой. Когда в наличии имеется несколько замеров, результаты лабораторных измерений дают возможность уточнить значение переменных a и m, как показано на рис. 4.14. Особое внимание следует обратить на возможность опре-

деления различных значений данных параметров для разных фаций или групп фаций, выявленных в ходе геологического анализа.

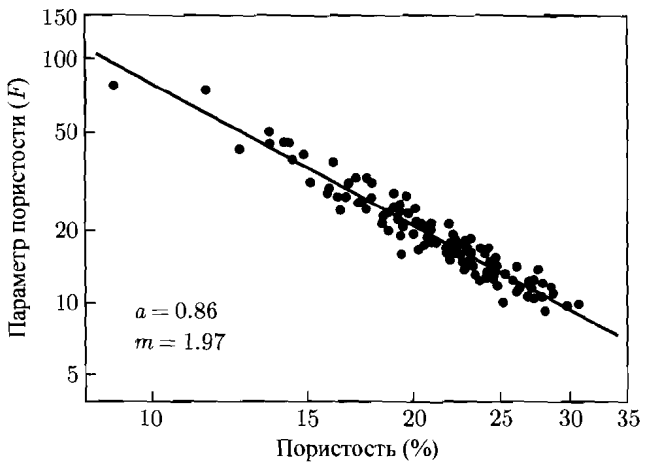


Рис. 4.14. Зависимость параметра пористости от пористости

Однако значения параметра пористости, определенные по результатам кернового анализа, необходимо с осторожностью использовать при интерпретации данных ГИС. Так, например, глинистые песчаники могут иногда давать не соответствующие реальности значения пластового параметра пористости, поскольку глинистые минералы, находящиеся в минерализованной воде, играют роль дополнительных проводников тока. Также необходимо учитывать влияние давления вышележащих пород на сопротивление, потому что оно значительно его повышает. В настоящее время электрические замеры часто проводятся при бурении на равновесии, но большинство данных электрического сопротивления, имеющихся в наличии для относительно старых месторождений, были получены на образцах керна, полученных из скважин, бурившихся на репрессии. В таких случаях необходимо применять процедуру предварительной нормализации данных.

Коэффициент насыщения, n. Траектория движения тока в породе зависит не только от извилистости системы пор, но также от распределения флюидов внутри данной системы. Так как нефть и газ не являются проводниками тока, их наличие и распределение будет уменьшать площадь поперечного сечения, доступную для тока, а также увеличивать фактическое удельное сопротивление данной системы. Поэтому параметр насыщенности можно определить как отношение удельного сопротивления породы к ее удельному сопротивлению при 100% насыщении водой:

$$I = \frac{R_t}{R_o} = Sw^n.$$

Заметьте, что, как и ожидалось, это отношение сходно с уравнением параметра пористости. Параметр n называется коэффициентом насыщения и показы-

вает увеличение сопротивления из-за наличия непроводящих флюидов в поровом пространстве. Типичным значением коэффициентом насыщения является 2. Однако, хотя это значение используется многими петрофизиками для большинства коллекторов, часто встречаются отклонения, особенно в глинистых песчаниках.

Как и параметр пористости, параметр насыщенности может быть рассчитан в лаборатории путем измерения сопротивления образца при различных насыщенностях. На рис. 4.15 показана зависимость параметра насыщенности от изменения насыщенности образца коллектора, полученная в ходе типичного лабораторного эксперимента.

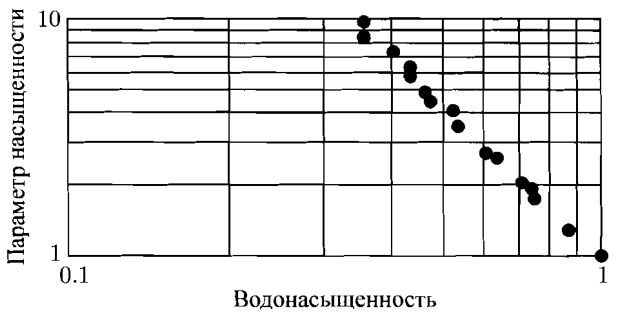


Рис. 4.15. Зависимоть параметра насыщенности от водонасыщенности

В принципе лабораторные исследования позволяют получить достоверные значения коэффициента насыщения для использования его в уравнение Арчи. Однако рассчитанные значения параметра n зависят от смачиваемости образца породы. Если есть подозрения, что в процессе очистки образцов смачиваемость изменилась, полученные значения n могут оказаться в значительной степени ошибочными. Анализ, проводящийся на изолированных образцах керна, отобранных при бурении с применением раствора на нефтяной основе, часто может дать более достоверные результаты. В источнике [23] сообщается об интересном примере с месторождения Prudhoe Bay, когда значения коэффициента насыщения проверялись по показателям водонасыщенности, определенным по данным экстракции в аппарате Дина–Старка на образцах породы, полученных при бурении с применением раствора на нефтяной основе. В этом случае обычные лабораторные измерения, проведенные на чистых образцах керна, оказались недостоверными, возможно, вследствие изменения смачиваемости.

Глинистые пласты. Приведенные выше рассуждения были сосредоточены на неопределенности, неразрывно связанной с определением водонасыщенности для чистых неглинистых пластов по данным ГИС. Когда речь идет о глинистых пластах, уравнение Арчи обычно заменяется более сложными формулами, такими как *Индонезийское, Симанду, Пупона, Ваксмана-Смита, двойной воды*; не говоря уже о наиболее широко используемых. Не вдаваясь в излишние подробности, отметим лишь, что в этих уравнениях для определения водонасыщенности требуются некоторые другие параметры, такие как объемная глинистость, удельное

сопротивление глинистой породы и/или емкость катионного обмена. Естественно, что в данном случае общая неопределенность еще выше. В источнике [23] приводится методика определения общей неопределенности при измерении водонасыщенности как функции частной неопределенности, связанной с каждым отдельным параметром.

В. Приборы импульсного нейтронного каротажа

Другое семейство скважинных приборов, которые позволяют определить водонасыщенность, представлено приборами импульсного нейтронного каротажа. В настоящее время преимущественно используются два прибора: импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и углеродно-кислородный метод (С/О).

Принцип ИННК сходен с принципом стационарного нейтронного каротажа. Импульсы быстрых нейтронов, испускаемые радиоактивным источником, проникают в пласт, где они замедляются из-за столкновения с ядрами элементов. Когда нейтроны достигают стабильного уровня низкой энергии, становится возможен их захват ядрами атомов. Вероятность того, что нейтроны будут захвачены некоторым определенным атомом, определяется поперечным сечением захвата данного вещества. Среди наиболее часто встречающихся в осадочных породах химических элементов наибольшее поперечное сечение захвата имеет хлор, поэтому тепловые нейтроны чаще поглощаются хлором, чем каким-либо другим веществом. Тем не менее, все элементы, входящие в состав породы и флюида, способствуют поглощению нейтронов, поэтому общее поперечное сечение захвата Σ_t представляет собой сумму:

$$\Sigma_t = \Sigma_{\text{ma}}(1-\phi) + \Sigma_w Sw\phi + \Sigma_{\text{hc}}(1-Sw)\phi, \tag{4.11}$$

где подстрочные индексы *t*, ma, w, hc обозначают общее, матрицы, воды и нефти соответственно. После преобразования данного уравнения можно получить зависимость водонасыщенности.

Заметьте, что в данном случае определение искомого показателя требует знания 5 независимых параметров, большая часть которых может быть получена из таблиц в специальной литературе. Поэтому интерпретация обычно осуществляется путем сравнения отдельных значений Σ в водонасыщенной части и/или результатов интерпретации данных, полученных при открытом забое. Еще один недостаток данного метода состоит в том, что в пластах с низкой пористостью и с низкой минерализацией воды результаты получаются менее достоверными.

Главное преимущество измерений, полученных методом ИННК, заключается в том, что они могут производиться в обсаженной скважине и через насосно-компрессорные трубы. Это делает данный метод главным средством мониторинга продуктивных пластов. Кроме того, он способен отличать нефть от газа (в отличие от каротажа сопротивления), при этом на него не влияет геометрия порового пространства, поэтому для интерпретации не требуется знания таких параметров уравнения Арчи, как a, m и n.

Когда ИННК проводится периодически, его интерпретация упрощается. Фактически в силу того что пористость и поперечное сечение захвата матрицы не изменяются со временем, уравнение (4.11) можно переписать следующим образом:

$$\Delta Sw = \Delta\Sigma/\phi(\Sigma_w - \Sigma_{\text{hc}}). \tag{4.12}$$

Это уравнение может применяться для отслеживания изменений в водонасыщенности, которые происходят в продуктивном пласте вследствие подъема ВНК или нагнетаемой в пласт воды.

Углеродно-кислородный каротаж, так же как и ИННК, основывается на импульсном источнике нейтронов, однако в данном случае спектры неупругого рассеяния гамма-квантов используются для определения относительной концентрации в пласте углерода и кислорода. Высокое отношение углерода к кислороду является признаком нефтеносных пластов, а низкое отношение — свидетельствует о том, что пласт является водоносным.

Этот метод обладает явным преимуществом по сравнению с прибором ИННК в том плане, что он способен работать в пластах с низкой минерализацией. Недавние технические усовершенствования этого зонда сделали возможным его использование через насосно-компрессорные трубы с получением данных высокого качества.

4.1.4.3. Комплексирование данных каротажа и керна

Комплексирование данных каротажа и керна для определения водонасыщенности — непростая задача, поскольку никакого общего правила в данном случае не существует. Как обсуждалось в предыдущих разделах, при обычных условиях для ученого в области геологии доступны три основных источника информации, то есть данные экстракции керна, замеры капиллярного давления и интерпретация ГИС. Каждый из этих источников может давать как достоверную, так и недостоверную информацию, в зависимости от целого ряда факторов. Тем не менее, учитывая, что цель всегда заключается в том, чтобы создать достоверные профили насыщенности для как можно большего количества скважин, можно выделить несколько общих руководящих принципов, применимых в большинстве случаев:

- Первая задача всегда связана с оценкой достоверности всех источников информации как функции изучаемого пласта и типа, а также количества имеющихся в наличии данных ГИС и керна. Данные капиллярного давления необходимо нормализовать и тщательно привести в соответствие с пластовыми условиями, так чтобы их можно было сравнить с другими доступными данными.

- При наличии данных экстракции в аппарате Дина–Старка, полученных на образцах керна, извлеченных при бурении с применением раствора на нефтяной основе, их следует рассматривать как максимально приближенные к реальным показателям остаточной водонасыщенности пласта. В таких

случаях любые другие данные необходимо согласовывать с данными экстракции, полученными выше переходной зоны.

- Результаты интерпретации ГИС всегда необходимо сопоставлять с имеющимися замерами капиллярного давления. Общий профиль водонасыщенности также можно разделить на кривые Кв от глубины для различных фаций или классов пористости, с тем чтобы облегчить сравнение с подобными группами замеров по керну.

- При наличии непротиворечивых и достоверных данных кернового анализа замеры капиллярного давления следует использовать как эталонную информацию для проверки интерпретации ГИС, особенно в тех случаях, когда существует неопределенность относительно некоторых из переменных, входящих в уравнение Арчи.

- Когда существует неопределенность относительно достоверности данных капиллярного давления (изменение смачиваемости), предпочтительной является интерпретация ГИС. Кроме того, ГИС представляет собой реальный масштаб пласта, тогда как данные, полученные при анализе образцов керна, основываются на незначительном объеме фактического материала.

- Данные импульсного нейтронного каротажа всегда необходимо приводить в соответствие с данными ГИС в необсаженном стволе скважины.

На рис. 4.16 представлен пример комплексирования независимых источников данных о водонасыщенности для месторождения в Северном море. Для данной скважины были доступны данные экстракции в аппарате Дина–Старка, которые использовались для уточнения интерпретации ГИС, сделанной в зоне остаточной воды. Следует отметить, что по мере приближения к району водонефтяного контакта эти две серии данных расходятся. Фактически в переходной зоне показатели, полученные методом экстракции в аппарате Дина – Старка, недооценивают водонасыщенность вследствие смещения границы подвижной воды, вызванного буровым раствором.

4.1.5. Проницаемость

Проницаемость определяется как способность горной породы проводить флюиды. Без сомнения, она является самым важным петрофизическим свойством пласта. Большая часть параметров, применяемых для расчета затрат по проекту разработки месторождения, так или иначе связана с проницаемостью.

К сожалению, проницаемость также относится к числу наиболее сложных для определения параметров при изучении коллекторских свойств пласта. И действительно, во многих случаях проницаемость представляет собой один из парадоксов традиционных исследований. Геологи и петрофизики часто обращаются к руководству с просьбами, говоря о том, что им необходимо больше информации,



Рис. 4.16. Определение водонасыщенности для нефтяного месторождения в Северном море

чтобы точно описать элементы потока пласта, и обычно они используют множество технических ресурсов для моделирования этой задачи. С другой стороны, инженеры-разработчики часто без колебаний жертвуют результатами такого описания на этапе моделирования в пользу адаптации модели поведения пласта. С этой точки зрения, определение проницаемости является одной из важнейших задач в рамках комплексного изучения коллекторских свойств пласта, так как во многих случаях такой синергетический подход позволяет создать точные и достоверные модели проницаемости.

Однако, когда речь идет о проницаемости, возникают особые сложности с применением концепции интеграции, потому что для этого требуется глубокое понимание всех статических и динамических воздействий этого параметра. Как уже упоминалось в главе 1, существует множество методов, которые позволяют получить информацию о проницаемости как прямо, так и косвенно, но при этом каждый из этих методов предлагает только один из элементов данного целого, и финальная интеграция всегда является далеко не тривиальной проблемой.

Практически для каждого специалиста бывает характерно свое собственное восприятие проницаемости, в зависимости от методов, которые он привык использовать. Однако когда дело касается интеграции, необходимо проводить различия между абсолютной и эффективной проницаемостью, принимать в расчет масштаб и тип измерений, условия окружающей среды, влияющие на данные, и так далее. Перед тем как пытаться получить общую картину, следует прояснить и учесть все эти моменты.

В соответствии с тем, что уже было сказано насчет определения пористости и водонасыщенности, в этой главе мы рассмотрим большую часть методов, которые обычно используются для оценки абсолютной проницаемости в скважинах (относительная проницаемость будет обсуждаться в главе 6).

После небольшого вступления этот раздел делится на четыре части, в которых рассматриваются наиболее часто используемые для определения проницаемости методы, такие как керновый анализ, ГИС, гидродинамические испытания и эмпирические зависимости. Также будет сделано небольшое отступление, посвященное применению современных методов с использованием нейронных сетей. В последнем разделе будут обсуждаться проблемы интеграции различных источников данных.

4.1.5.1. Общие положения

Еще в 1956 году, изучая общественные фонтаны в городе Дижон, французский инженер Дарси вывел простое эмпирическое уравнение для расчета расхода воды:

$$Q = KA\frac{\Delta h}{L},$$

где Q обозначает объем потока воды через трубу, наполненную песком, с площадью поперечного сечения A и длиной L, а h — гидростатический напор. В своем уравнении Дарси также определил коэффициент пропорциональности K, который является характеристикой песчаника. Дальнейшие исследования показали, что этот закон может быть распространен и на другие жидкости при подстановке вместо коэффициента пропорциональности K переменной k/μ, где μ — это вязкость данной жидкости, а k — это свойство самой породы, называемое **проницаемостью**. В этой формуле проницаемость не зависит от насыщающей жидкости, и поэтому k вполне можно определить как **абсолютную проницаемость**.

В более общем виде уравнения Дарси применительно к горизонтальному потоку показатель гидростатического напора h заменяется разностью давлений ΔP, вследствие чего получаем:

$$Q = \frac{K}{\mu}A\frac{\Delta P}{L}. \tag{4.13}$$

Эксперименты Дарси проводились на трубе, наполненной песком, на 100% насыщенной водой, когда доминирующие условия потока были ламинарными, а между жидкостью и породой не наблюдалось никакого взаимодействия. Поэтому для практического применения этого эмпирического уравнения должны выполняться следующие условия:

1. Ламинарный, или вязкий, поток. Скорость течения жидкости настолько невелика, что может быть прямо пропорциональной градиентам потенциала.

2. Жидкая фаза является единственной, и она насыщает поровое пространство на 100%. Когда присутствует более одной жидкости, проницаемость зависит

уже не только от характеристик проводящей породы, но также и от относительного насыщения данных жидких фаз. В данном случае понятие абсолютной проницаемости замещается понятиями **эффективной** и **относительной** проницаемости.

3. Отсутствие взаимодействия между жидкостью и породой.

Условие ламинарного потока становится легко понятным, если выразить уравнение Дарси через скорость V:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{K}{\mu}\frac{\Delta P}{L}.$$

При этом предполагается, что для этого уравнения график скорости потока V от потенциала $\Delta P/L$ должен изначально представлять собой прямую, где угол наклона соответствует подвижности флюида K/μ, как показано на рис. 4.17.

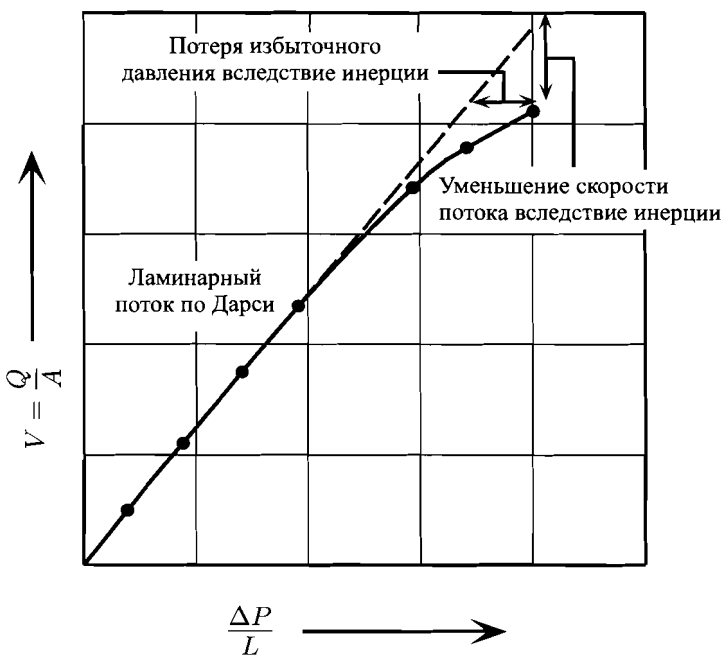


Рис. 4.17. Скорость потока в зависимости от снижения давления

Однако когда скорость флюида увеличивается, начиняют проявляться инерциальные эффекты, и линейное поведение более не прослеживается. Эти инерциальные эффекты, которые заметил и смоделировал Форхгеймер, обусловливаются ускорением потока флюида в поровых каналах и его замедлением внутри самих пор, причем с увеличением разницы давлений эта разница становится все более значительной. В отличие от предыдущего, это поведение называется **течением жидкости, не подчиняющимся закону Дарси**, и особенно ярко проявляется в тех случаях, когда в роли флюида выступает газ.

Другая специфическая особенность проницаемости заключается в том, что, в отличие от других петрофизических свойств, она представляет собой векторную величину и часто проявляет явную анизотропию. Действительно, проницаемость зависит, прежде всего, от структурных характеристик породы, которые, в свою очередь, являются результатом определенного процесса отложения осадков. Расположение зерен, слагающих данную осадочную породу, оказывает сильное влияние на характеристику потока. Ориентация и распределение зерен, наличие глинистых или алевритистых прослоев, направляющие неоднородности, такие как стилолиты или трещины, — вот некоторые характерные черты коллектора, обусловливающие анизотропию проницаемости. Пример анизотропии проницаемости матрицы и трещины показан на рис. 4.18. Математический аспект этого анизотропного поведения состоит в том, что проницаемость, по существу, должна описываться тензором.

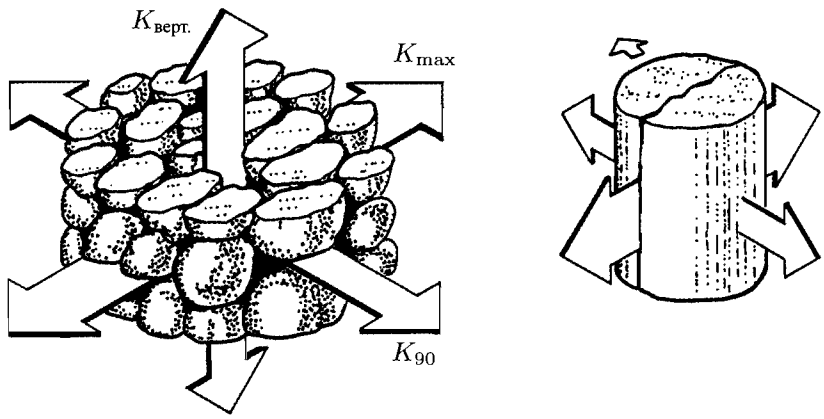


Рис. 4.18. Анизотропность проницаемости матрицы породы и трещины

4.1.5.2. Лабораторные измерения на образцах керна

Анализ керна позволяет напрямую измерить в лаборатории абсолютную проницаемость при различных условиях эксперимента. В принципе, исследуемые образцы пород могут иметь различный объем. Наименьший объем имеют образцы, полученные керноотборником со стенок скважины, когда типичный размер образца цилиндрической формы составляет менее 2,5 см. Немного крупнее, от 2,5 до 3,8 см, традиционные образцы керна цилиндрической формы, отбираемые при обычном колонковом бурении.

Полноразмерные образцы диаметром до 18 см также могут подвергаться анализу, если речь идет об очень неоднородных пластах.

Измерения в стационарном и нестационарном режимах в настоящее время проводятся в большинстве лабораторий. Измерения в стационарном режиме являются стандартом на протяжении уже более тридцати лет и все еще широко используются. В данном случае через образец породы пропускается газ (обыч-

но воздух) с различной скоростью и одновременно измеряется давление. При этом используются относительно небольшие скорости потока, удовлетворяющие условиям вязкого потока (прямая линия на рис. 4.17). Так как геометрия образца известна, проницаемость можно рассчитать по закону Дарси.

Точность и достоверность лабораторных измерений обычно достаточно высока. Тем не менее, перед использованием этих данных необходимо учесть ряд моментов:

- **Методы очистки**. Измерения производятся на очищенных и просушенных образцах, из которых предварительно были удалены все естественные насыщающие флюиды путем перегонки в реторте или с применением растворителей. Эти методы очистки не всегда позволяют удалить все тяжелые углеводородные фракции, что может привести к занижению результатов.

- **Репрезентативность объема выборки**. При традиционных измерениях всегда присутствует проблема фактора масштаба. Образцы керна цилиндрической формы обычно отбираются через каждые 30 см, при этом считается, что они дают представление обо всем объеме данной секции керна. Однако соотношение между объемом образца, на котором измеряется проницаемость, и объемом 30 см керна составляет от 100 до 150, что ставит под сомнение репрезентативность единственного значения проницаемости, полученного в результате данного измерения. Если бы образец был отобран немного в другом месте, для того же самого объема керна было бы получено другое значение проницаемости, в особенности при наличии мелкомасштабных неоднородностей.

- **Эффект проскальзывания газа**. Результаты измерений следует корректировать с учетом влияния проскальзывания газа. Это явление связано с различной физикой потока жидкостей и газов в сети пор. Когда диаметр пор приближается к длине свободного пробега газа, молекулы газа имеют конечную скорость у стенок пор, тогда как с жидкостями подобного не происходит. Поэтому это явление называется проскальзывание газа (рис. 4.19). Влияние проскальзывания газа сводится к увеличению объемной скорости потока, что более явно проявляется в породе с низкой проницаемостью и с теми газами, которые имеют малый молекулярный вес. Клинкенберг [30] сообщает об изменениях проницаемости, когда гидравлические испытания проводятся с применением различных газов. Данные, получаемые для газов с самым низким молекулярным весом (гелий), дают на графике прямую с самым большим углом наклона, свидетельствуя о более значительном влиянии проскальзывания. Однако при экстраполяции различных газовых кривых в бесконечное среднее давление можно выделить общую точку, которая обозначается как k_L или эквивалентная гидравлическая проницаемость. Осуществляя лабораторные измерения проницаемости, всегда необходимо делать поправку на эффект Клинкенберга.

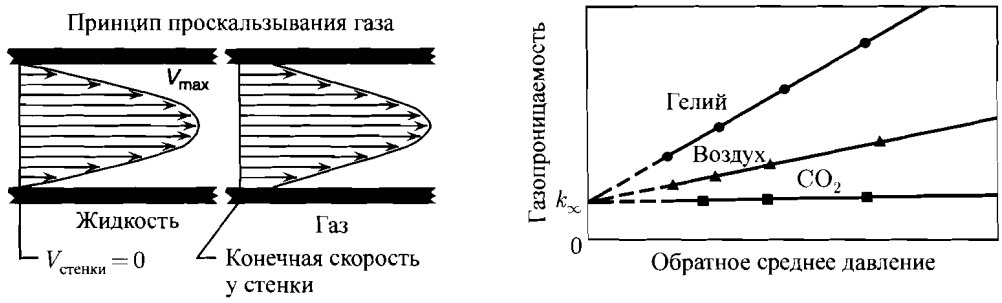


Рис. 4.19. Влияние проскальзывания газа и поправка по Клинкенбергу

- **Поправка на учет давления вышележащих пород**. Результаты измерений должны корректироваться с учетом давления вышележащих пород. Когда керн извлекается на поверхность, воздействие сжимающих сил исчезает и порода расширяется во все стороны. В свою очередь, это расширение ведет к изменению геометрии порового пространства, что может сильно влиять на проницаемость породы, в зависимости от разницы давлений, степени консолидации этой породы и содержания глины. Так, например, в неконсолидированных горных породах, отличающихся очень высоким коэффициентом сжимаемости, можно ожидать уменьшение проницаемости. При наличии аутигенных глин, также может иметь место значительное понижение проницаемости под воздействием горного давления, так как глина может перекрывать устья пор, препятствуя циркуляции жидкости. Интересно отметить, что такое снижение проницаемости часто бывает связано с уменьшением узких пор. Так как для большинства пород наблюдаемое снижение проницаемости не является пренебрежимо малым, получаемые данные всегда следует корректировать с учетом давления вышележащих пород. Когда имеются данные замеров горного давления, можно легко получить корректирующую зависимость, в противном случае могут применяться эмпирические соотношения.

Анализ керна является наиболее типичным источником данных проницаемости для большинства пластов. Поскольку этот метод позволяет напрямую измерить проницаемость, многие геологи и геофизики считают полученные данные эталонными, которые следует использовать для проверки информации из других источников.

Тем не менее, следует отметить, что проницаемость по керну в лучшем случае является точной для определенного образца керна в особых лабораторных условиях, поэтому непосредственное использование этого показателя в расчетах, связанных с разработкой пластов, может привести к серьезным ошибкам. Несколько факторов, прежде всего наличие крупномасштабных неоднородностей, могут уменьшать репрезентативность данных керна при моделировании пласта. Поэтому когда в распоряжении имеется информация из других источников, ее всегда следует сопоставлять с данными керна, а также объяснять все возникающие несоответствия.

Еще один метод, который часто применяется в лаборатории на распиленном керне, предполагает использование пермеаметра. Устройства такого типа применяются уже много лет и обычно используются в полевых условиях для измерения изменения проницаемости на обнаженных частях пласта. Более сложные версии данного прибора используются в лаборатории для расчета профилей проницаемости с большим количеством измерений. Эти данные оказываются особенно полезными, если предполагается присутствие мелкомасштабных неоднородностей. Эти пермеаметры позволяют измерить абсолютное значение проницаемости с учетом поправки на эффект проскальзывания газа. Измерения могут проводиться только в условиях окружающей среды [31].

В большинстве случаев результаты, полученные с применением пермеаметров, сопоставимы с данными обычных замеров проницаемости на образцах керна. Однако достаточно часто наблюдаются значительные расхождения между данными этих двух типов измерений, как показано в верхней части скважины на рис. 4.20 на глубине от 4,505 до 4,540 футов (от 1373 м до 1384 м).

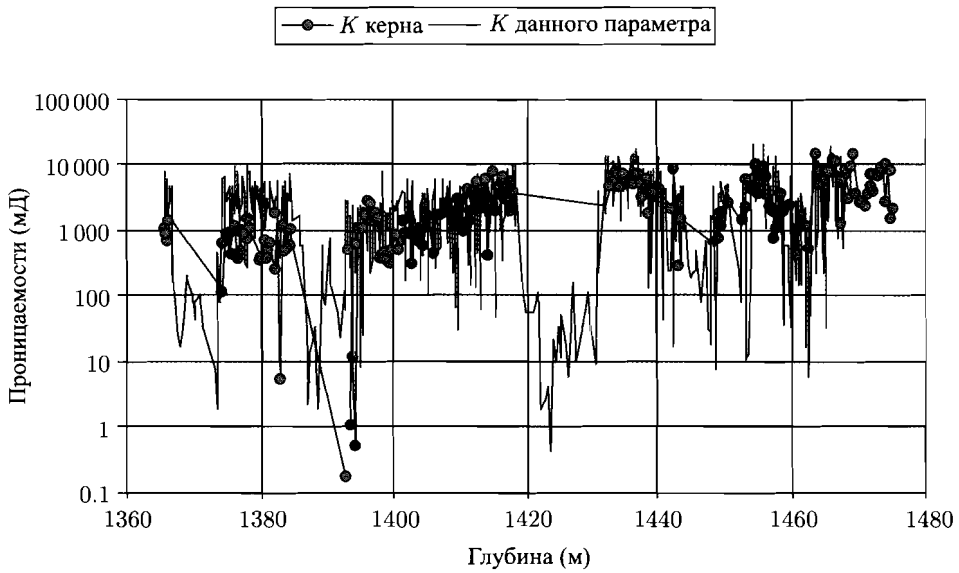


Рис. 4.20. Сравнение проницаемости на образцах керна цилиндрической формы с данными пермеаметра

Такие различия могут возникнуть по разным причинам. Прежде всего, при использовании пермеаметра исследуемый объем породы гораздо меньше, а результаты измерений статистически больше подвержены влиянию мелкомасштабных неоднородностей. Действительно, данные, полученные пермеаметром, часто достигают предельных значений, которые не наблюдаются при стандартных измерениях на образцах керна. Другие различия обуславливаются физическими особенностями данного метода: замеры посредством пермеаметра подвержены

влиянию высоких локальных скоростей газового потока, а следовательно, и значительным инерционным эффектам даже при незначительной разнице давлений. Кроме того, геометрия трубок тока внутри небольших по объему образцов совершенно отличается от условий измерений на образцах керна цилиндрической формы, когда весь нагнетаемый газ проходит через образец из одного конца в другой. В источнике [32] представлено обсуждение наблюдаемых различий при измерениях на образцах керна цилиндрической формы и с использованием пермеаметра.

4.1.5.3. Измерения с применением скважинных приборов

Проницаемость в скважине можно определить с помощью методов ГИС. Стандартные измерения осуществляются при помощи испытателя пластов на кабеле [ИПК = WFT (Wireline Formation Tester)] и приборов ядерного магнитного резонанса [ЯМР = NMR (Nuclear Magnetic Resonance)]. В обоих случаях получаемые данные относятся к косвенным измерениям при пластовых давлении и температуре.

А. Опробование пласта испытателем на кабеле

Испытатель пластов на кабеле — это каротажный прибор, устанавливаемый на необходимой глубине с целью измерения пластового давления и продуктивности, по которым возможно рассчитать проницаемость. Эта процедура может повторяться на различных глубинах, что дает возможность получать профили давления и проницаемости почти на всем протяжении ствола скважины. В то же самое время могут быть отобраны образцы пластового флюида. На рис. 4.21 показан ИПК в простейшей конфигурации. Также могут применяться более сложные конструкции с многокамерными пробоотборниками. Такие скважинные приборы позволяют определять коэффициент анизотропии Kv/Kh в дополнение к показателю горизонтальной проницаемости.

В ходе исследований с применением ИПК пробоотборник прижимается к стенке скважины и герметизируется гидравлическим пакером. Затем выдвигается небольшой поршень для того, чтобы разрушить глинистую корку и установить контакт с пластом, позволяющий пластовым флюидам попасть внутрь зонда. Эти флюиды последовательно проникают в 2 небольшие пробоотборные камеры при постоянном контроле давления.

Этот этап, по аналогии с традиционными гидродинамическими испытаниями, называется этапом *падения давления*. Когда пробоотборные камеры заполняются, давление возвращается к уровню пластового, и этот этап называется этапом *восстановления давления*.

Проницаемость может быть вычислена с учетом данных, полученных как на этапе падения давления, так и на этапе его восстановления. Предполагается, что на этапе падения давления поток флюида в зонде ИПК, по сути, является сферическим или полусферическим, поэтому интерпретация проводится с применением упрощенной модели стационарного режима, что позволяет быстро рассчитать

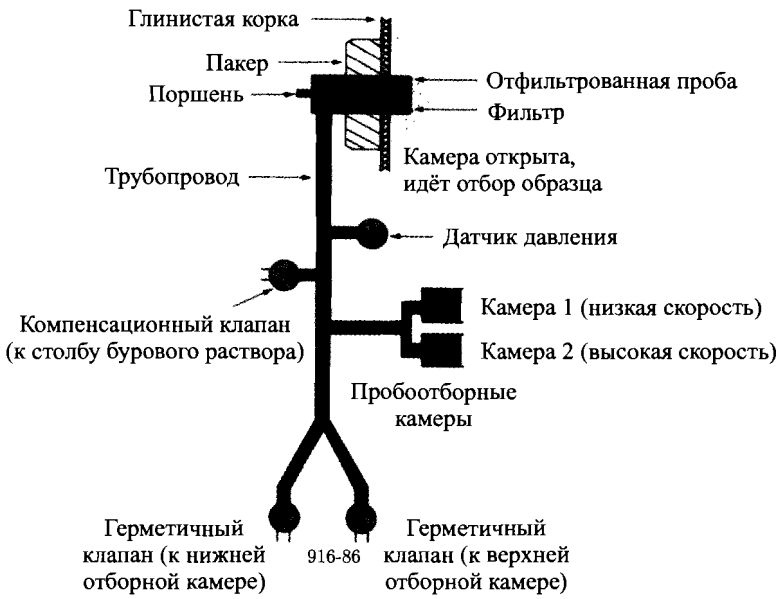


Рис. 4.21. Базовая конфигурация ИПК [16]

проницаемость в скважине. Интерпретация обычно проводится на основании данных в обеих пробоотборных камерах для проверки полученных результатов.

Следует заметить, что проницаемость, полученная на этапе падения давления, представляет собой эффективную проницаемость по воде в промытой зоне, поскольку жидкость, попадающая внутрь камеры, по существу является фильтратом бурового раствора. Кроме того, глубинность этого измерения не превышает обычно 2–5 см, поэтому данные давления сильно зависят от повреждения пласта. Вследствие этих двух факторов проницаемость, рассчитанная на этапе падения давления, часто оказывается ниже, чем ожидалась, и может считаться нижним пределом реальной проницаемости пласта.

Проницаемость также можно определить исходя из скорости восстановления давления. В данном случае процедура требует большего внимания, потому что предположение насчет сферического течения необходимо подтвердить. Однако на данные расчетов скважинные условия оказывают меньшее влияние, потому что в этом случае глубинность составляет уже 1,5 метра, а не первые сантиметры. По этой причине измеренная проницаемость должна лучше отражать зону пласта, не затронутую проникновением, и быть ближе к значению эффективной проницаемости по нефти.

В дополнение к предварительной оценке на этапах падения и восстановления давления, проницаемость также можно определить в процессе отбора образцов. В этом случае измерение давления производится на протяжении более длительного времени, а также измеряется больший перепад давлений, что позволяет точнее определить значение проницаемости. Однако этот вид исследования может осуществляться только один или два раза за один цикл работы ИПК.

К данным проницаемости, полученным при помощи ИПК, всегда следует относиться с осторожностью. Перед тем как считать эти данные достоверными, необходимо проверить целый ряд важных моментов:

- Данные могут оказаться плохого качества, когда нет уверенности в том, что контакт с пластом является плотным, когда проницаемость пласта является очень низкой и когда в пласте присутствует газ.

- Интерпретация данных, полученных в ходе предварительных испытаний на этапе падения и восстановления давления, фактически позволяет получить значение подвижности K/μ, а не проницаемость. Так как откачиваемая жидкость обычно представляет собой смесь нефти и фильтрата бурового раствора в неизвестных пропорциях, фактический показатель вязкости μ часто остается неизвестным.

- Значение проницаемости, полученное при помощи ИПК, особенно на этапе восстановления давления, относится к той части пласта, которая была загрязнена в процессе бурения. Результатом повреждения пласта может стать более низкое, чем ожидалось, значение проницаемости, тогда как гидродинамическое моделирование может дать аномально высокие показатели.

- При наличии данных хорошего качества замеры ИПК позволяют получить информацию об эффективной проницаемости в соответствии с существующей на момент отбора образцов насыщенностью флюидом. Так как в принципе эти условия оказываются разными, в сравнении с другими методами измерения полученные значения проницаемости тоже будут различаться.

В заключение отметим, что измерения при помощи ИПК позволяют получить значения проницаемости, с трудом сопоставимые с аналогичными данными из других типичных источников. За некоторыми исключениями, данные опробования пласта ИПК дают информацию, которую следует воспринимать скорее как относительную, чем как абсолютную, поэтому она обыкновенно используется при принятии решений, касающихся вскрытия пласта, а не при комплексном изучении пласта.

B. Измерение проницаемости с помощью ядерного магнитного резонанса (ЯМР)

Измерения проницаемости с помощью ЯМР являются единственным методом, позволяющим получить непрерывный вертикальный профиль проницаемости в скважине по ГИС. Основные принципы работы данного каротажного прибора уже были кратко представлены в пункте 4.1.3.2, также их можно найти в источнике [18].

Физический принцип, на котором основывается оценка проницаемости, называется *поверхностной релаксацией*. Время релаксации атомов водорода воды, насыщающей пору, значительно уменьшается за счет контакта с зернами породы

в стенках поры. Это влияние стенок пор обусловливает чувствительность ЯМР к размеру пор и соответственно к проницаемости.

Было предложено множество уравнений, позволяющих определить проницаемость по измерениям ЯМР. В принципе, все они могут быть подразделены на 2 широкие категории:

1. Соотношения, в которых используется оценка остаточной водонасыщенности. Общий вид таких уравнений таков:
$$K \propto \phi^4 Sw_i^2.$$
2. Соотношения, в которых используется распределение T_2 (поперечное время релаксации). Общий вид этих уравнений таков:
$$K \propto \phi^4 T_2^2.$$

В первом случае определение проницаемости фактически осуществляется в два шага. Сначала производится отсечка применительно к распределению T_2 для того, чтобы разделить капиллярносвязанную (остаточную) и подвижную воду. Затем полученное значение переменной Sw_i применяется для вычисления проницаемости. Уравнение Тимура [33] представляет собой классический пример уравнения такого вида.

Во втором случае среднее логарифмического распределения T_2 в миллисекундах прямо используется при подсчете. Одним из самых популярных является соотношение, предложенное Сеном и др. [34].

В действительности разные авторы предлагают несколько различающиеся виды этих соотношений, в зависимости от применяемых методов и литологических типов, которые рассматриваются в их работах. Во всех случаях, когда это возможно, значения констант должно определяться в лаборатории с использованием измерений на керне при помощи ЯМР.

Другой важный момент связан с основополагающим предположением, согласно которому проницаемость связана с размером пор. Хотя в большинстве случаев это действительно так, не следует забывать, что проницаемость фактически зависит от размеров *устья* поры. В некоторых случаях диагенетические воздействия могут изменить размеры поровых устий в большей степени, чем объем порового пространства, таким образом гораздо негативнее сказываясь на проницаемости, чем на пористости. Другой пример представлен карбонатными породами, которые иногда отличаются очень низкой проницаемостью, несмотря на большой размер пор, так как пустоты могут быть плохо связаны между собой. В таких случаях стандартные уравнения ЯМР могут дать неверные результаты, поскольку ЯМР прежде всего чувствителен к размеру тел пор и нечувствителен к размеру поровых устий.

4.1.5.4. Гидродинамические испытания

Гидродинамические испытания являются надежным средством для оценки проницаемости коллектора. Когда скважина вводится в эксплуатацию или переводится в режим нагнетания (когда ее дебит изменяется), или когда скважина

останавливается, пласт реагирует на это изменением давления, которое прямо зависит от его фильтрационного потенциала, а соответственно, и от проницаемости.

Для расчета проницаемости породы может применяться множество типов гидродинамических испытаний. Все они основываются на применении основных уравнениях притока для интерпретации зарегистрированных значений давления и данных по дебиту. Среди этих испытаний следует упомянуть пластоиспытания на бурильных трубах, DST (Drill Stem Tests), традиционные гидродинамические испытания (КВД, КПД) и мультискважинные испытания (импульсные и гидропрослушивание). Целый ряд популярных монографий предлагает соответствующие описания этих видов испытаний и интерпретации их результатов [35].

Гидродинамические испытания являются одним из наиболее широко применяемых методов для определения проницаемости пласта. Классическим методом является интерпретация данных восстановления давления по зависимости наблюдаемых данных статического давления при закрытом устье скважины от так называемого времени суперпозиции. На рис. 4.22 показан один из таких графиков, хорошо известный как график Хорнера.

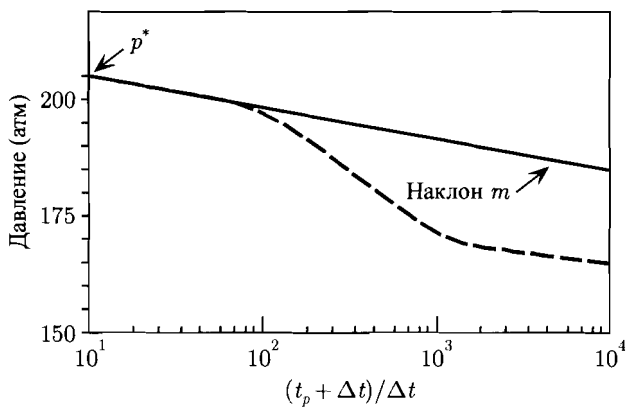


Рис. 4.22. График Хорнера для оценки проницаемости

Когда периоды притока хорошо дифференцированы, данные давления на графике должны иметь прямую часть, угол наклона которой равен:

$$m = \frac{162{,}6qB\mu}{KH}, \tag{4.14}$$

где q — это дебит скважины до ее остановки, B и μ — объемный коэффициент и вязкость, K — проницаемость, а H — мощность работающего интервала (промысловые единицы). Решив это уравнение, можно определить проницаемость пласта.

Альтернативный метод оценки проницаемости основывается на совмещении палеточных кривых, в ходе которого данные давления и их производные

изображаются как функции от времени на **диагностическом графике в билогарифмическом масштабе**. В этом случае проницаемость может определяться при помощи значения «полки» производной $\Delta p'_{st}$, как показано на рис. 4.23. Тогда уравнение приобретает следующий вид:

$$k = \frac{141{,}2qB\mu}{\Delta p'_{st}H}, \tag{4.15}$$

где все другие переменные такие же, как и в предыдущих уравнениях. Ясно наблюдаемая «полка» производной в данном случае является непременным условием интерпретации.

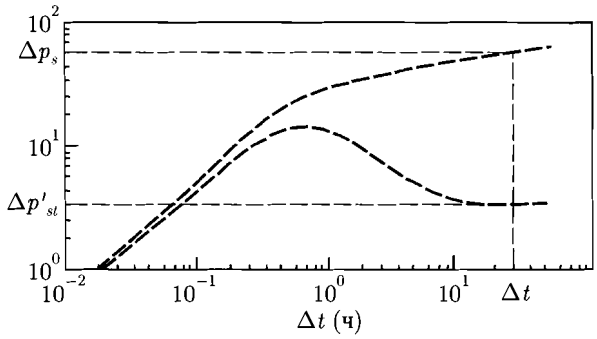


Рис. 4.23. Диагностический график в двойном логарифмическом масштабе для интерпретации данных гидродинамических испытаний

Как и в случае с любым другим методом, интерпретация проницаемости по данным гидродинамических испытаний связана с некоторыми проблемами, которые необходимо решить для того, чтобы понять суть этой информации и соответствующим образом ее использовать.

- **Качество данных**. Проблема достоверности измерения давления и дебита всегда отличается особой важностью. Этап проверки качества данных очень важен, потому что многие факторы могут привести к ошибочным интерпретациям. Обычно, помимо прочего, необходимо принимать во внимание такие моменты, как отсутствие точных данных о времени притока, недостаточная продолжительность испытаний, низкая разрешающая способность измерений давления и условия многофазного потока. Кроме того, часто существует неопределенность при определении прямой или на уровне «полки» производной[1].

- **Определение проницаемости**. Вне зависимости от выбора метода интерпретации основным параметром, который может быть получен по данным

[1] В ряде случаев даже при наличии данных хорошего качества прямолинейный участок кривой вообще может быть не выделен.

гидродинамических испытаний, является угол наклона прямой или «полка» производной давления. Как следует из приведенных выше уравнений, определение проницаемости предполагает знание целого ряда других параметров, причем некоторые из них изначально несут в себе неопределенность. Наиболее важным среди данных параметров обычно является H, мощность работающего интервала. Именно по этой причине инженеры-разработчики иногда предпочитают говорить о мощности работающего интервала KH, а не только о проницаемости. В некоторых случаях, когда испытания проводятся с применением прибора, который одновременно позволяет измерить забойное давление и дебит скважины, такая неопределенность может уменьшаться.

- **Эффективная и абсолютная проницаемость**. Гидродинамические испытания измеряют эффективную проницаемость по нефти (или по газу) при пластовых условиях насыщенности, давления и температуры. Этот момент нельзя обойти вниманием, так как большинство методов, обсуждавшихся в этой главе, позволяют определить абсолютную проницаемость. Когда в продуктивном пласте находится лишь остаточная водонасыщеноcти, Sw_i, эффективная проницаемость по нефти представляет собой долю абсолютной проницаемости, величина которой зависит от петрофизических свойств коллектора и условий смачиваемости. Во многих случаях этот показатель, который соответствует максимальной относительной проницаемости по нефти, $Kr_{\mathrm{o\,max}}$, может приближаться к 1, вследствие чего становится возможным прямое сопоставление значений абсолютной и эффективной проницаемости по результатам гидродинамических испытаний. Однако нередко значение этого показателя не превышает 0,6, и в таком случае, при отсутствии других факторов, проницаемость по данным гидродинамических испытаний может оказаться значительно ниже по сравнению, например, с данными керна. Ситуация становится еще хуже при испытаниях в условиях многофазного потока, когда водонасыщенность в пласте выше значения Sw_i и/или при наличии в пласте газа. В таких случаях рассчитанная эффективная проницаемость по нефти является функцией нефтенасыщенности в пласте и может быть значительно ниже по сравнению с показателем абсолютной проницаемости.

- **Объем исследования**. Еще один момент, заслуживающий внимания, заключается в том, что при обычном гидродинамическом испытании радиус исследования исчисляется десятками и первыми сотнями метров, что позволяет охватить объем пласта в тысячи раз больше, чем при использовании любого другого метода оценки. То есть гидродинамические испытания являются источником информации в мегамасштабе в сравнении с макроскопическими данными, получаемыми в результате кернового анализа, измерений с помощью ГИС и эмпирических зависимостей (рис. 1.2). Из этого следует, что в данном случае измеряются крупномасштабные неоднородности пласта, оказывающие значительное влияние на полученное значение проницаемости (рис. 4.24).

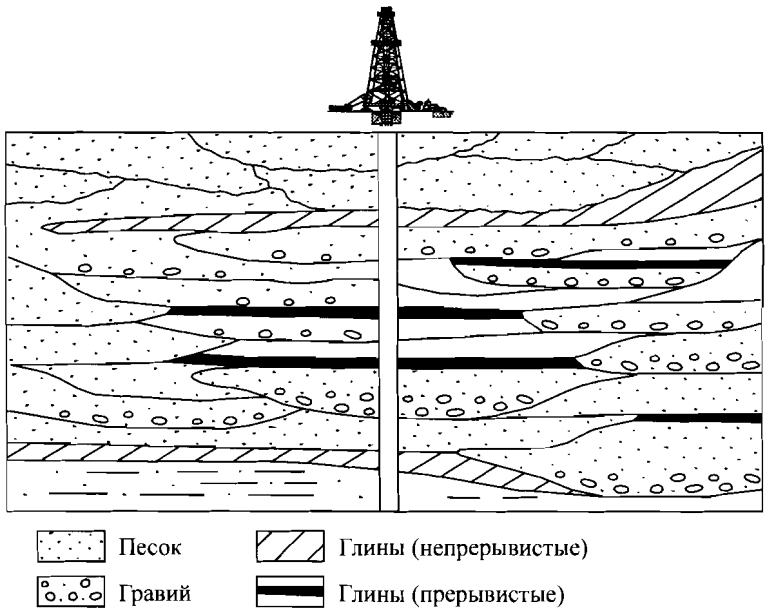


Рис. 4.24. Объем исследования гидродинамического испытания и крупномасштабные неоднородности

Считается общепринятым, что при наличии данных высокого качества гидродинамические испытания позволяют точнее всего определить фактическую проницаемость пласта. Даже если это действительно так, необходимо проявлять осторожность, когда возникает необходимость в их сопоставлении с данными, полученными из других источников, и удостовериться в том, что интерпретация осуществляется надлежащим образом. Этот вопрос будет подробно обсуждаться в последнем пункте данного раздела (пункт 4.1.5.8).

4.1.5.5. Расходометрия

Расходометрия применяется на многих месторождениях как средство мониторинга продуктивных пластов. Главная особенность этого вида измерения состоит в том, что он позволяет получить количественное описание ряда параметров как функции глубины, наиболее важным из которых является дебит отдельных фаз в многофазовом потоке.

В рамках комплексного исследования результаты, полученные с использованием дебитометра, представляют особый интерес, поскольку они обеспечивают связь статического описания и фактических гидродинамических характеристик скважины. В частности, профиль расходомера может быть пересчитан в профиль проницаемости, если известно общее значение KH для данной скважины [36]. Сущность этой процедуры состоит в вертикальном распределении общего KH в зависимости от измеренных показателей дебита. Средняя проницаемость k на участке ΔZ по траектории ствола скважины рассчитывается следующим обра-

зом:

$$k = \frac{\Delta F}{\Delta Z} KH, \tag{4.16}$$

где ΔF – это приращение общего потока на интервале ΔZ, а KH – это произведение проницаемости на толщину пласта скважины, определяемое по данным гидродинамических испытаний. Данная процедура приведена на рис. 4.25.

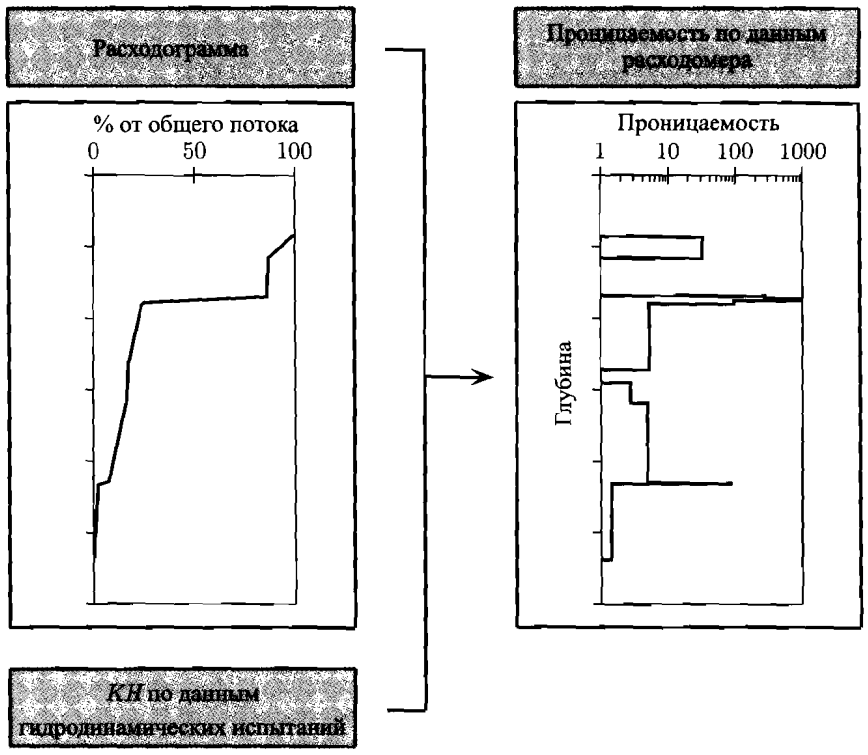


Рис. 4.25. Процедура получения профиля проницаемости исходя из данных расходомера

Получившиеся профили можно сравнить с измерениями по керну или с другими профилями проницаемости в макромасштабе, что позволяет подтвердить правильность имеющейся статической петрофизической модели. На рис. 4.26 представлен пример сравнения данных расходомера с результатами керна, в ходе которого данные были преобразованы в общие профили KH. В данном случае наблюдается хорошее согласование этих двух типов данных.

Выполнять такие проверки всегда следует очень внимательно. Так, например, на данные расходомера оказывают влияние дефекты призабойной зоны (скин-фактор), что может привести к недооценке потенциальной продуктивности затронутых интервалов. Кроме того, разрешающая способность по вертикали этого каротажного прибора обычно ниже по сравнению с традиционными способами оценки проницаемости в макромасштабе. С другой стороны, образцы керна

должны отбираться равномерно, чтобы избежать погрешностей в получающихся профилях.

С этой точки зрения возможность неудовлетворительного схождения данных по керну и данных расходомера не вызывает удивления. Расходомер позволяет оценить эффективную проницаемость по нефти, тогда как по данным керна определяется абсолютная проницаемость. Помимо этого, информация, получаемая при помощи расходомеров, основывается на гораздо большем объеме исследуемого материала по сравнению с традиционными макромасштабными данными. Явное рассогласование между этими данными может свидетельствовать о наличии крупномасштабной неоднородности, которая не была определена в ходе обычных макромасштабных замеров, но оказывает значительное влияние на характеристики потока флюидов.

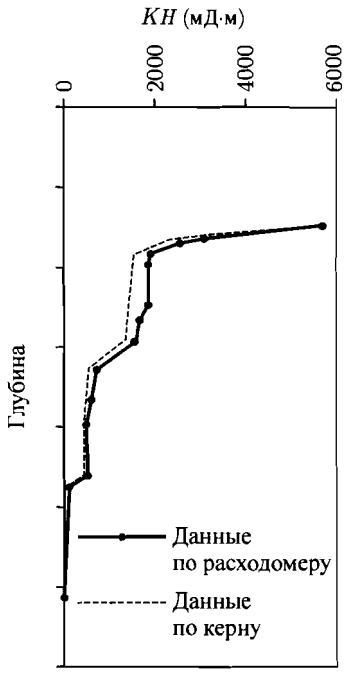


Рис. 4.26. Сравнение данных KH по керну и по расходомеру

4.1.5.6. Эмпирические зависимости

Наиболее распространенным способом оценки профиля проницаемости в скважине, пробуренной без отбора керна, является использование прогнозов проницаемости, обычно в виде эмпирического уравнения. Как правило, это требует набора эталонных данных по одной или нескольким ключевым скважинам, для которых имеется исчерпывающая информация по керну и каротажу. Этот набор эталонных данных применяется для построения функции и для проверки достоверности полученных результатов.

В этом пункте будут рассматриваться три типа зависимостей проницаемости, а именно зависимости пористость–проницаемость, множественные линейные регрессии и существующие эмпирические уравнения. Необходимо заметить, что все эти методы используются для измерения абсолютной проницаемости в пластовых условиях, поскольку входные параметры, используемые для расчета проницаемости, обычно получаются в результате измерений в скважине.

А. Зависимость пористость–проницаемость

Безусловно, наиболее часто используемым методом расчета проницаемости является использование зависимости пористость–проницаемость. Давно известно, что для большинства коллекторов характерна достаточно линейная зависи-

мость между этими параметрами в полулогарифмическом масштабе, что позволяет определить проницаемость при наличии профиля пористости.

На рис. 4.27 представлен типичный пример графика проницаемости от пористости, описывающего аллювиальный терригенный коллектор. С первого взгляда становится очевидным, что для этого пласта характерно четкое соотношение пористость–проницаемость, и что соответствующую зависимость легко получить при помощи простой линейной зависимости. Действительно, для данного уравнения получившийся коэффициент корреляции равен 0,81, что достаточно хорошо с чисто статистической точки зрения. Однако если посмотреть на этот график внимательнее, то выяснится, что фактическая изменчивость проницаемости для определенного значения пористости все же значительна и может составлять более 1 порядка. Эта изменчивость не может быть описана уравнением, так что любой рассчитанный профиль проницаемости неизбежно будет в среднем соответствовать фактическому профилю проницаемости.

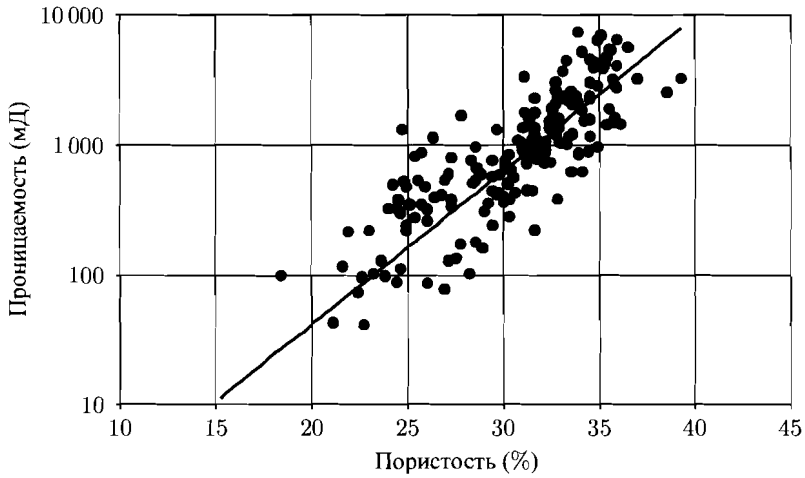


Рис. 4.27. Соотношение K и ϕ для аллювиальных отложений

Этот эффект сглаживания, который в общем случае будет обратно пропорционален коэффициенту корреляции, можно увидеть на рис. 4.28, где сравниваются гистограммы фактических и рассчитанных проницаемостей. Параметры дисперсии этих двух распределений (дисперсия и стандартное отклонение) подчеркивают усредняющий эффект зависимости. Применительно к данному примеру важно отметить, что рассчитанный профиль проницаемости эффективен при определении средних характеристик реального профиля и неэффективен для оценки предельных значений. Эти предельные значения, с точки зрения движения флюидов в пласте, являются наиболее важными показателями распределения, потому что они могут свидетельствовать о наличии проницаемых прослоев или барьеров на пути потока флюидов.

Для коллекторов характерен широкий спектр зависимостей пористость–проницаемость [37]. В некоторых отложениях, например в однородных терри-



Рис. 4.28. Гистограммы рассчитанной и фактической проницаемости

генных пластах, эти зависимости отличаются очень низкой дисперсией и вполне могут использоваться для расчетов. В других случаях, как это нередко имеет место в карбонатных породах, эта зависимость является очень неоднозначной и не позволяет применять регрессию. Пример, представленный на рис. 4.27, может рассматриваться как предельный пример прогноза проницаемости, поскольку сглаживание в данном случае является довольно значительным. При распределении с коэффициентом корреляции менее 0,8, возможно, следует применять более сложные методики.

Хорошим методом при оценке проницаемости по зависимостям такого типа является разбиение совокупного множества данных $K = f(\phi)$ на ряд подмножеств, для которых характерно более однородное поведение. Самым простым путем, безусловно, является построение различных зависимостей проницаемости от пористости для различных пластов или областей месторождения. Гораздо лучшие результаты можно получить в том случае, когда для исследуемого пласта проводится фациальный анализ, поскольку критерии, лежащие в основе классификации фаций, часто связаны с петрофизическими свойствами породы. Достаточно часто наблюдается значительное улучшение коэффициента корреляции зависимости $K = f(\phi)$ для отдельной фации, как показано на рис. 4.29.

B. Множественные линейные регрессии

Во многих случаях, даже если речь идет о терригенных отложениях, зависимости пористость–проницаемость порой имеют слишком большой разброс, не позволяя создать достоверную зависимость. Это обычно происходит тогда, когда петрологические переменные (цементация, гранулометрический состав, диагенетические изменения и т. д.) имеют большой вес в структуре пор данной породы. В этом случае необходимо применять более сложный подход, который позволит учесть влияние различных параметров, помимо пористости. Множественная линейная регрессия представляет собой более сложный метод оценки по сравне-

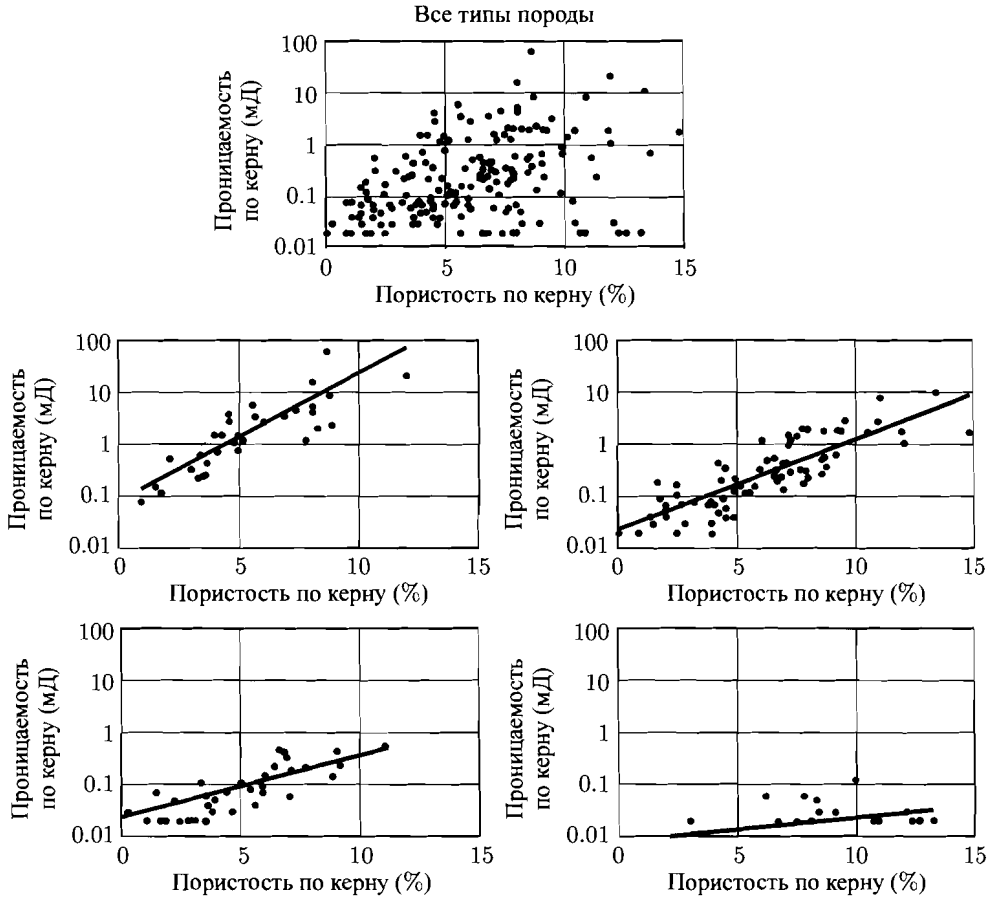


Рис. 4.29. Зависимости $K = f(\phi)$ для различных фаций

нию с простыми зависимостями $K = f(\phi)$ и обычно позволяет быстро и надежно определить проницаемость для большинства коллекторов.

Эта методика основана на определении коэффициентов c уравнения вида:

$$\log K = c_0 + c_1 x_1 + c_2 x_2 + \ldots + c_n x_n.$$

Расчеты производятся с учетом одной или нескольких опорных скважин, для которых в распоряжении имеются профили проницаемости по керну. Полученное в результате уравнение может затем применяться в отношении любых других скважин, для которых известны независимые переменные x.

Независимые переменные следует выбирать из числа тех параметров, которые оказывают сильное влияние на проницаемость. Такими являются пористость, водонасыщенность, глинистость, но также могут использоваться и глубина и местоположение, для учета влияния как по вертикали, так и по горизонтали. В источнике [38] исчерпывающе рассматривается применение множественных линейных регрессий для расчета проницаемости.

Также следует отметить, что зависимости проницаемость–пористость, обсуждавшиеся в предыдущем разделе, являются всего лишь частным случаем множественной линейной регрессии, когда значение переменных x равно 1. Поэтому для множественных линейных зависимостей характерны те же ограничения. В частности, этот вид оценки позволяет получить совокупность предварительно определенных значений проницаемости, которая является более узкой по сравнению с исходным набором данных, вследствие чего проблема определения экстремальных значений остается в некоторой степени открытой. Тем не менее, в этом случае коэффициент корреляции обычно лучше, чем при простой зависимости $K = f(\phi)$, потому что учитывается больше параметров.

На рисунке 4.30 производится сравнение фактического распределения проницаемости для скважин с отбором керна с двумя рассчитанными распределениями, одна из которых получена с применением множественной линейной регрессии, а вторая по зависимости вида $K = f(\phi)$. Очевидно улучшение, достигнутое за счет включения большего количества независимых переменных, особенно в диапазоне высокой проницаемости.

Так же как и в случае с зависимостью вида $K = f(\phi)$, качество множественной линейной регрессии может быть улучшено за счет работы с отдельными наборами данных, особенно по фациям, а также за счет применения к этим данным некоторой схемы весов, обычно в диапазонах низкой и высокой проницаемости. Это позволяет уменьшить эффект сглаживания данной зависимости, но также может привести к получению неверных результатов, так как выбор схемы взвешивания является субъективным.



Рис. 4.30. Фактическое и прогнозное распределение проницаемости

C. Эмпирические уравнения

С 1927 года, когда Козени в первый раз представил свое уравнение, целый ряд авторов предложили эмпирические корреляции для прогноза проницаемости.

Как правило, в этих уравнениях для получения профиля проницаемости в скважине применяется достаточно доступная информация, такая как пористость или водонасыщенность.

В большинстве случаев эти уравнения позволяют получить только приближенную оценку проницаемости. Главная проблема в данном подходе связана с тем, что этот параметр всегда неизвестен, поскольку проницаемость зависит от размера и распределения *порового пространства* внутри породы. Поэтому необходимо использовать альтернативные характеристики пласта.

На этом основании все предложенные эмпирические зависимости можно классифицировать следующим образом:

- **Модели с учетом размера зерна**. Эти модели основаны на применении таких петрологических параметров, как размер зерен и их отсортированность, по результатам измерений, например, ситового анализа. При этом предполагается, что от этих петрологических параметров зависят размер и распределение пор. Две из этих моделей (Берга и Ван Баарена) уже упоминались в пункте 4.1.2.

- **Модели с учетом площади поверхности**. Эти уравнения относятся к числу тех, которые позволяют наиболее достоверно оценить проницаемость. Сущность концепции в данном случае сводится к тому, что на проницаемость негативно влияет большая площадь поверхности, как это имеет место в глинах или при наличии других диагенетических изменений порового пространства. В классическом уравнении Тимура предполагается, что площадь поверхности пропорциональна водонасыщенности.

  К этой категории принадлежит целое семейство уравнений, основанных на принципах магнитного резонанса, о котором шла речь в пункте 4.1.5.3.*B*, так как время поперечной релаксации водорода T_2 связано с площадью поверхности пор.

- **Модели с учетом размера пор**. Прямые сведения о размере пор можно получить в лаборатории путем капилляриметрии. Пороговое давление и форма кривых капиллярного давления могут быть статистически соотнесены с размером и распределением пор, а следовательно, и с проницаемостью.

Некоторые из наиболее широко применяемых уравнений приведены в таблице 4.1 с указанием первоисточников.

Использовать эти эмпирические уравнения следует с осторожностью, так как они были получены с применением теоретических соображений на определенных наборах образцов. При этом нередко создаются такие профили проницаемости, которые совершенно не соответствуют имеющейся информации. В принципе, за единственным возможным исключением методов ЯМР, применение этих уравнений должно ограничиваться теми случаями, когда в наличии имеется очень мало данных проницаемости по результатам экспериментов. При этом выбор того или иного из этих уравнений будет зависеть от особенностей изучаемого коллектора

Таблица 4.1. Эмпирические уравнения для расчета проницаемости

Модель	Автор	Первоисточник
С учетом размера зерна	Берг (Berg)	[4]
	Van Baaren (Ван Баарен)	[5]
С учетом площади поверхности	Тимур (Timur)	[33]
	Сен (Sen)	[34]
	Коатс (Coates)	[39]
С учетом размера пор	Козени–Карман (Kozeny–Carman)	[3]
	Уинланд (Winland)	[40]

и имеющихся данных. Также, когда это возможно, настоятельно рекомендуется проверять достоверность этих результатов, сопоставляя их с данными замеров проницаемости по керну.

4.1.5.7. Нейронные сети

Нейронные сети представляют собой альтернативу традиционным методам оценки проницаемости. Этот метод появился совсем недавно вследствие широкого распространения мощных вычислительных ресурсов и сразу же нашел множество применений.

Нейронные сети могут быть запрограммированы таким образом, чтобы определять зависимости в данных, хранить и извлекать элементы баз данных, решать проблемы оптимизации, отфильтровывать шум в экспериментальных данных и определять дискретные функции, когда аналитическая форма данной функции неизвестна. Последняя особенность имеет отношение к проблеме оценки проницаемости.

Искусственная нейронная сеть, по сути, представляет собой систему из нескольких простых устройств обработки данных, известных как узлы или нейроны, связанных друг с другом простыми зависимостями. Прочность этих связей может изменяться в зависимости от придаваемого им веса. Процесс уточнения весов известен как *процесс обучения*. Процесс обучения является базовой процедурой, посредством которой данная нейронная сеть приспосабливается к определенной задаче. Поэтому для того, чтобы применить этот метод, необходим достаточно объемный набор эталонных данных проницаемости. К типичным входным данным относятся каротажные кривые, глубина и пористость.

Описание структуры нейронных сетей и их использования выходит за рамки этого обзора. Этот вопрос подробно освещается в источниках [41, 42]. Важно отметить, что, в отличие от любого другого метода оценки, в нейронных сетях не применяются определенные заранее зависимости, так как функция оценки строится на основании опыта, полученного на этапе обучения. В этом смысле нейронные сети являются независимыми от модели алгоритмами оценки.

Еще один интересный момент заключается в том, что спрогнозированное распределение проницаемости не подчиняется никакому статистическому правилу, например, правилу сохранения среднего значения. Один из недостатков предварительных оценок, получаемых посредством зависимостей, таких как эффект сглаживания и потеря предельных значений, не характерен для нейронных сетей. На самом деле этот метод позволяет сохранить реальную изменчивость данных.

Последняя особенность делает нейронные сети особенно подходящими при изучении неоднородных пластов. На рис. 4.31 (слева) показан график зависимости пористость–проницаемость для терригенного коллектора, в котором диагенетические воздействия значительно изменили первичную сеть порового пространства, вследствие чего получилась очень неоднородная система. Достаточно беглого взгляда на данный рисунок, чтобы понять, что традиционные регрессионные алгоритмы не дадут хороших результатов при прогнозировании проницаемости на основании пористости. С другой стороны, нейронные сети обеспечивают превосходное соответствие экспериментальным данным (справа).

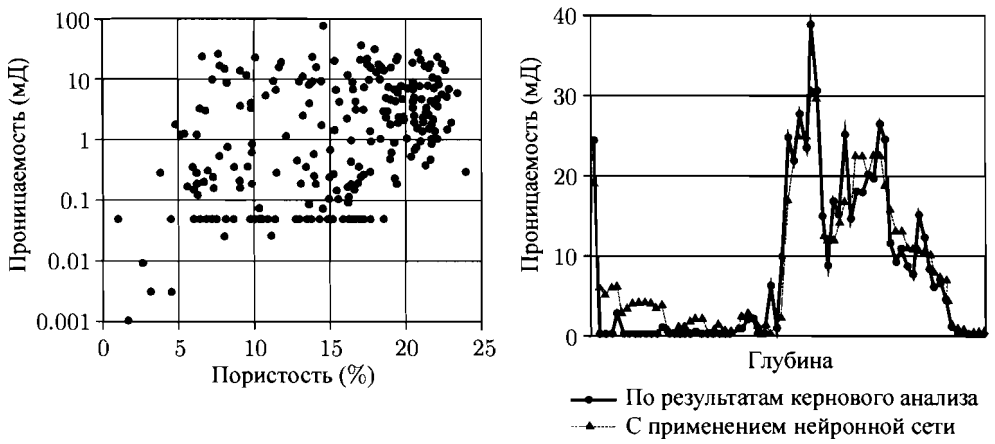


Рис. 4.31. Оценка проницаемости при помощи нейронных сетей [41]

Нейронным сетям также присущи некоторые недостатки. Прежде всего, обучение должно осуществляться осторожно и может оказаться длительным процессом, требующим наличия хорошего эталонного набора данных. Превосходные результаты, показанные на рис. 4.31, были получены с опорой на полный набор обучающих данных, который далеко не всегда бывает доступным на практике. С другой стороны, неспособность соответствующим образом обучить сеть может привести к получению неверных результатов. Также необходимо принять во внимание, что данный метод пока еще не принадлежит к числу *готовых* решений и требует наличия у специалиста специальных навыков.

Задачей нейронных сетей, так же как и других методик, использующих в качестве входных данных каротаж, является измерение абсолютной проницаемости в пластовых условиях.

4.1.5.8. Объединение информации

В предыдущих разделах мы описали некоторые из наиболее широко применяющихся методов расчета проницаемости в скважинах. Однако очевидно, что, когда мы начинаем сводить все эти различные виды данных в единую модель проницаемости для изучаемого пласта, необходимо проводить различия с учетом типа информации, получаемой из каждого источника.

Взаимосвязи между различными типами оценки проницаемости зависят от трех значимых факторов [43]:

1. **Фактор масштаба**. С каждым типом измерений связан определенный масштаб. В принципе, если следовать определениям, данным в главе 1, мы получаем информацию о проницаемости, относящуюся к сильно различающимся объемам исследуемого материала, от макромасштаба (керновый анализ, замеры ИПК, каротажные диаграммы и эмпирические зависимости) до мегамасштаба (расходомеры, ГДИС). Суть в том, что каждый тип измерений охватывает различные типы неоднородности пласта. Так, например, обычно проницаемость по данным ГДИС отличается от проницаемости по керну, так как на первую оказывают влияние крупномасштабные неоднородности, которые могут уменьшать (например, наличие глин) или увеличивать (например, за счет трещин) проницаемость (рис. 4.24).

2. **Условия измерений**. Приведенные различные методы отличаются тем, что условия измерения являются неодинаковыми. Анализ керна обычно проводится при температуре и давлении окружающей среды, тогда как методы, использующие ГИС, позволяют получить расчетные величины в пластовых условиях. Другим важным параметром является насыщенность флюидом: проницаемость по керну измеряется на образцах 100 % насыщенных единственным флюидом, что позволяет получить показатели абсолютной проницаемости, тогда как расходомер или интерпретация ГДИС дают эффективную проницаемость при пластовой насыщенности.

3. **Тип измерений**. Некоторые из перечисленных методов позволяют получить более или менее прямые измерения проницаемости (например, керновый анализ), в то время как другие делают возможной только косвенную оценку (например, зависимости). Первые из них отличаются большей достоверностью, чем последние.

В таблице 4.2 обобщаются отношения между различными методами оценки проницаемости.

Прежде чем прилагать какие-либо усилия по интеграции данных, важно понять природу информации, полученной из каждого источника. Большая часть несоответствий, встречающихся в имеющейся информации, объясняется в данной таблице.

Согласование различных имеющихся в распоряжении данных проницаемости не является легкой задачей, при этом нет никаких абсолютных правил. Даже

Таблица 4.2. Характеристики различных методов оценки проницаемости

Метод	Масштаб	Давление и температура	Насыщение	Специфика метода
Керновый анализ	Макро	поверхностные/ пластовые	Абсолютное	Прямой
ИПК	Макро	пластовые	Относительное	Косвенный
ЯМР	Макро	пластовые	Абсолютное	Косвенный
Регрессии	Макро	пластовые	Абсолютное	Косвенный
Зависимости	Макро	пластовые	Абсолютное	Косвенный
Нейронные сети	Макро	пластовые	Абсолютное	Косвенный
Расходомер	Мега	пластовые	Относительное	Косвенный
ГДИС	Мега	пластовые	Относительное	Косвенный

в тех случаях, когда наблюдаемые различия могут быть четко отнесены к какому-либо из обсужденных выше факторов, процедура создания единой последовательной модели проницаемости не становится простой.

Возможно, что самым лучшим способом объединения данных проницаемости является пошаговый подход, предполагающий последовательную интеграцию данных от макро- до мегамасштаба.

A. Объединение макромасштабных данных

В макромасштабе все виды косвенных измерений всегда необходимо сопоставлять с данными керна, когда таковые имеются в наличии. Диаграммы ЯМР, регрессионные модели, эмпирические уравнения и нейронные сети всегда необходимо корректировать на данные керна, за исключением случаев, когда существуют сомнения в репрезентативности этих измерений (например, в случае образцов несцементированной породы).

Эта процедура позволяет создать синтетические профили проницаемости для максимально большого числа скважин, таким образом обеспечивая непротиворечивую базу данных для моделирования проницаемости.

Кроме того, при наличии фациальной модели средние значения проницаемости (или функции распределения) могут быть определены для каждой фации. Преимущество данного подхода состоит в том, что он позволяет сразу же создать трехмерную модель проницаемости.

B. Объединение данных ГДИС

Объединение макромасштабных данных проницаемости и данных проницаемости по ГДИС (мегамасштабных) является важной проблемой любого изучения пласта. Между этими типами оценок часто наблюдаются различия.

В общем случае, как уже отмечалось, эти данные не обязательно должны согласовываться. В ходе ГДИС измеряется эффективная проницаемость в пластовых условиях насыщенности, и эта величина может значительно отличаться от значения абсолютной проницаемости, измеряемой в лаборатории на образцах керна. Степень неоднородности коллектора, учитываемая при этих двух измерениях, также может сильно различаться.

Существует простая методика объединения этих оценок, суть которой состоит в том, чтобы сопоставить для каждой скважины, для которой имеются и макромасштабный профиль проницаемости, и проинтерпретированные результаты ГДИС, и соответствующие эффективные мощности:

$$KH_{wt}/K_r = C\Sigma k_i h_i,$$

где KH_{wt} — эффективная мощность пласта по данным ГДИС, миллидарси на метр (мД/м); K_r — относительная проницаемость при средней по пласту насыщенности; $k_i h_i$ — макромасштабная (по керну или по каротажу) эффективная мощность пласта, миллидарси на метр (мД/м); C — безразмерный поправочный коэффициент.

Используя это уравнение, мы предполагаем, что в результате ГДИС мы получаем эталонную информацию, а затем меняем значение поправочного коэффициента C до тех пор, пока данные этих двух видов измерений не будут совпадать. Заметьте, что в данном случае мы исходим из слоистой модели проницаемости, где каждый i элементарный интервал мощности пласта h соотносится со своим индивидуальным значением проницаемости k. Это является эквивалентным арифметическому усреднению значений проницаемости. Необходимо заметить, что, хотя эта теоретическая модель предназначена для описания слоистого коллектора, опыт показывает? что во многих случаях это не так.

Поправочный коэффициент C может служить основанием такой модели проницаемости, которая некоторым образом отличается от простой слоистой модели. В принципе коэффициент C может включать в себя другие элементы неопределенности, которые связаны, например, с проблемами определения фактической эффективной мощности пласта в ходе интерпретации данных ГДИС, наличием неоднородностей или любого другого фактора, который может относиться к области различных масштабов этих двух типов измерений.

Поправочный коэффициент C необходимо вычислять для всех скважин, а также следует тщательно анализировать исследованные интервалы и полученные значения. Когда определено достаточно постоянное значение C, его можно без риска применять ко всем скважинам, для которых имеется вертикальный профиль проницаемости, но не к данным ГДИС. Это дает возможность приспособить полученное распределение проницаемости к результатам ГДИС. Также заметьте, что отношение эффективной мощности пласта по данным ГДИС на относительную проницаемость позволяет рассчитать значение абсолютной проницаемости, которая является количественным параметром, необходимым на этапе создания динамической модели.

В некоторых случаях полученные значения поправочного коэффициента C в различных скважинах также могут слишком различаться, что делает их неприменимыми. Так, например, когда имеет место разброс значений C от 0,2 до 0,9, это слишком широкий диапазон, не позволяющий определить специфическое значение, которое можно было бы применить ко всем скважинам. Такие различия могут свидетельствовать о проблемах согласования данных каротажа, керна или ГДИС в тех скважинах, где коэффициент C принимает предельные значения. Необходимо тщательно изучить эти скважины для того, чтобы исправить или отсеять ложные данные.

Более полного объединения данных проницаемости по результатам ГДИС можно добиться при использовании геостатистических моделей. Об этом пойдет речь в пункте 4.2.4.2. *А*.

4.1.6. Коэффициент песчанистости

Расчет коэффициента песчанистости направлен на определение той части породы, из которой возможна добыча. Этот коэффициент рассчитывается как отношение эффективной толщины пласта к общей, где эффективная толщина определяется путем применения граничных значений к общей толщине пласта. Поэтому понятия «отношение эффективной толщины пласта к общей», «коэффициент песчанистости», «определение граничных значений» и «эффективная мощность пласта» являются взаимосвязанными, и в данном контексте будут использоваться как взаимозаменяемые.

Выделение эффективных толщин является одним из стандартных этапов любого изучения пласта и производится почти всегда. В то же время это, пожалуй, наименее документированный и наиболее субъективный этап всей цепочки исследования. Исчерпывающий обзор существующей по этому вопросу литературы свидетельствует о том, что информации по расчетам эффективной толщины пласта очень мало. Возможно, это обусловлено отсутствием общих правил, так что в большинстве случаев выбор граничных значений для эмпирических расчетов остается за петрофизиком или геологом, которым приходится полагаться на свой опыт или чутье.

В следующих разделах после общего отступления по поводу роли граничных значений мы проанализируем факторы, которые необходимо учесть при выборе определенного граничного значения для данного пласта, а затем рассмотрим несколько существующих методов для расчета эффективной толщины пласта. В заключительном разделе будет обсуждаться реальная необходимость определения эффективной мощности, а также будут обозначены альтернативные стратегии.

4.1.6.1. Граничное значение: динамический параметр

Граничное значение — это критическое значение, применяемое к определенным свойствам пласта для того, чтобы разделить его на коллектор и не коллектор.

Так, например, при подсчете геологических запасов нефти очень важен правильный выбор параметра, по которому определяется граничное значение.

Главным вопросом при обсуждении проблемы выбора определенного граничного значения является понимание его динамической природы. Несмотря на простоту и достаточную очевидность этого момента, его часто оставляют без внимания, так как геологи имеют обыкновение выбирать граничное значение исходя только из литологических и петрофизических свойств породы. Чтобы объяснить динамическую природу граничного значения, давайте рассмотрим наиболее типичный подход к его выбору, то есть график зависимости проницаемости от пористости по керну вроде того, что изображен на рис. 4.32.

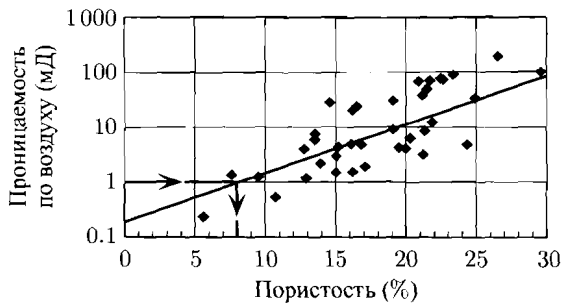


Рис. 4.32. Типичный график зависимости проницаемости от пористости

Обычным подходом к определению эффективных толщин пласта является выбор опорного значения (1 миллидарси в этом примере) и применение функции зависимости для расчета соответствующего значения пористости. Хотя петрофизические свойства породы важны для правильного выбора граничного значения, следует заметить, что этот показатель также имеет отношение к некоторым другим динамическим факторам, таким как насыщающие флюиды, режим разработки и стадии разработки месторождения. Поэтому необходимо учесть следующие моменты:

- **Подвижность и проницаемость**. Выбор того или иного граничного значения зависит от подвижности (K/μ), а не только от проницаемости. Это означает, что для одного и того же пласта с определенной проницаемостью граничное значение может значительно изменяться как функция пластового флюида. Даже в диаметрально противоположных случаях, когда рассматриваются коллектор сухого газа и коллектор тяжелой нефти, где разница по вязкости может составлять до четырех порядков величины (например, 0,02 и 200 сП), граничное значение будет следовать тому же правилу. Вот почему по всему миру активно эксплуатируется множество газовых коллекторов, где проницаемости составляют микродарси, тогда как в отношении коллекторов тяжелой нефти обычно применяются значительно более высокие граничные значения, диапазон которых может составлять 10 – 100 миллидарси. Заметьте, что этим также обусловливается несколько неожиданный

результат: для одного и того же пласта будут характерны различные карты эффективных толщин, в зависимости от заполняющего пласт флюида. Значения, которые обычно выбираются в качестве граничных показателей подвижности, варьируют в диапазоне 0,5–1 мД/сП.

- **Проницаемость по газу и нефти**. Как уже упоминалось в предыдущем разделе (4.1.5.2), проницаемость по керну должна корректироваться с применением всех необходимых поправок (Клинкенберга, с учетом перекрывающих пород), перед тем как применять ее для определения граничного значения. Кроме того, предпочтительно использовать эффективную (по нефти), а не абсолютную (по газу) проницаемость, так как именно она соответствует существующим в пласте условиям насыщенности. Использование абсолютной проницаемости, которая всегда превосходит эффективную, приводит к завышению оценки запасов нефти в пласте. На рис. 4.33 сравниваются функции зависимостей, полученные по некоторому набору данных проницаемости по газу и нефти. Примечательно, что для одной и той же граничной проницаемости в 10 миллидарси разница граничных значений пористости составляет порядка 300 %.



Рис. 4.33. Граничные значения проницаемости по газу и по нефти

- **Зависимость от снижения забойного давления**. В пласте с режимом растворенного газа граничное значение зависит от снижения забойного давления. Интуитивно понятно, что более значительное снижение забойного давления позволит извлечь флюид из относительно малопроницаемой породы, которая не будет отдавать при менее значительной разнице давлений. Поэтому в процессе истощения пласта фактическое граничное значение изменяется, в виду того что по мере падения давления все более малопроницаемые породы будут отдавать нефть. Этот процесс зависит от времени и обычно имеет более выраженный характер в неоднородных слоистых пластах. Этот пример подчеркивает изначальную трудность выбора единственного *верного* граничного значения.

- **Зависимость от режима разработки**. В пласте с водонапорным режимом или в ходе процесса заводнения, когда поддерживается постоянное давление, граничное значение, как правило, будет зависеть от эффективности процесса вытеснения. Граничное значение насыщенности, основанное на выбранном значении остаточной нефтенасыщенности Sor, может оказаться более подходящим в таких случаях. В последнее время были предложены альтернативные методы определения эффективной мощности залежи в обводненных пластах [44].

  Зависимость от стадии разработки месторождения. Как следствие последних двух факторов, значения граничного значения для определенного пласта могут различаться на стадии первичной и вторичной разработки месторождения. Так, например, если первичная разработка может быть связана с естественным истощением, а вторичная предполагает реализацию проекта по закачке воды в пласт, как правило, значение граничного значения будет различаться в этих двух случаях. Это означает, что один и тот же пласт с теми же самыми насыщающими его флюидами должен описываться различными картами эффективных толщин до и после начала реализации того или иного проекта разработки месторождения.

Отсутствие сложившейся и надежной методики определения граничных значений становится понятным в свете ряда факторов, которые необходимо учитывать при выборе того или иного граничного значения. Эта проблема действительно не может быть решена в рамках какого-либо систематического или аналитического подхода, так что в большинстве случаев решение приходится искать в зависимости от конкретных условий. Отсюда следует, что для данного процесса всегда будет характерна значительная мера субъективности.

4.1.6.2. Определение критериев выбора граничных значений

Главная задача при поиске граничных значений заключается в определении исходного (базового) значения проницаемости, которое позволяет точно провести границу между продуктивными и непродуктивными породами.

В принципе, знание литологии, насыщающих пласт флюидов и методов эксплуатации месторождения позволяет установить средний диапазон граничных значений. Другие данные, такие как результаты ГДИС, подвижность по ИПК и ЯМР-профили индекса свободного флюида иногда являются источниками ценной дополнительной информации. Что касается старых месторождений, часто бывает интересно проверить различные граничные значения, полученные в ходе предшествующих исследований, и воспользоваться большим объемом имеющихся данных добычи. Так, например, в некоторых случаях полученные в прошлом граничные значения удельного сопротивления, основанные на промысловом опыте, оказываются очень надежными.

Как только было установлено базовое граничное значение, идет ли речь о проницаемости, насыщенности, удельном сопротивлении или какой-либо другой переменной, определение значений других петрофизических параметров

обычно бывает простым. Как правило, когда выбрано базовое значение проницаемости, можно определить пористость по графику зависимости проницаемости от пористости, тогда как граничное значение глинистости может быть определено по соответствующему графику зависимости пористости от глинистости. То же самое применимо и к водонасыщенности. Эта процедура обычно позволяет выбрать непротиворечивый набор граничных значений петрофизических характеристик. Эта методика схематично представлена на рис. 4.34.

Альтернативный способ определения эффективной толщины пласта предполагает использование концепции фаций. Самая простая процедура состоит в создании двоичной классификации, скажем, коллектор/не коллектор или глина/песок. В этом случае соотношение эффективной и общей мощности представляет собой простое, но вместе с тем нередко верное граничное значение.

При наличии схемы классификации фаций, основанной, например, на кластерном анализе, можно попробовать применить более надежный подход. Если данные фации также были охарактеризованы с петрофизической точки зрения, тогда при помощи совокупности этих фаций можно адекватно описать эффективные толщины. В таких случаях карты эффективных толщин пласта могут быть построены на основании процентного отношения толщины продуктивных фаций к общей толщине пласта.

4.1.6.3. Замечания по применению граничных значений

Применение граничных значений и составление карт эффективных толщин является одной из наиболее старых и традиционных задач нефтепромысловых геологов. Но зачем мы применяем граничные значения по отношению к пластам?

По своей сути, концепция граничных значений нацелена на определение *эффективных* петрофизических свойств данной геологической единицы, в присутствии в пласте зон с низкими коллекторскими способностями. Рассматривая, например, относительно мощную песчано-глинистую пачку, становится ясно, что будут получены различные средние значения пористости и проницаемости, в зависимости от того, используются или нет граничные значения. Хотя это может не представлять особой важности применительно к пористости, которая является

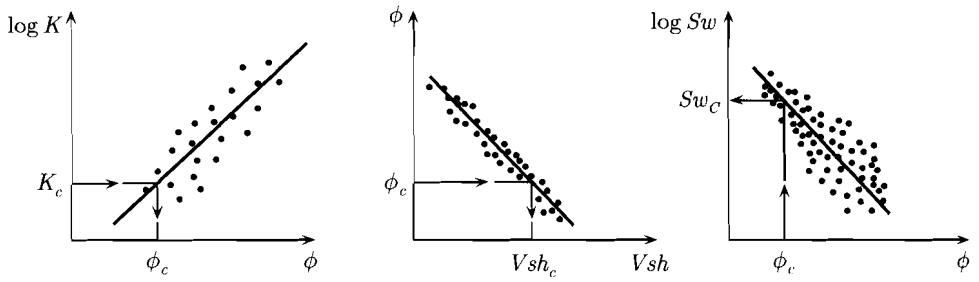


Рис. 4.34. Стандартная процедура определения граничных значений петрофизических характеристик

аддитивной переменной, понятно, что расчет средней проницаемости, который включает в себя низкие значения, может привести к значительному занижению эффективной проницаемости данного слоя[1]. Заметьте, что с этой точки зрения определение граничных значений может, по своей сути, рассматриваться как проблема *ремасштабирования* или *гомогенизации*.

Как это всегда имеет место при ремасштабировании, граничные значения зависят от объема исследуемого материала, и поэтому их следует применять поразному, в зависимости от того, двух- или трехмерной является модель.

При работе в двух измерениях с ограниченной разрешающей способностью по вертикали (количество слоев) выделение граничных значений является важнейшей составляющей работы, так как в большинстве случаев отдельные геологические пласты включают в себя несколько литологических единиц с сильно различающимися петрофизическими свойствами. В данном случае эти геологические слои представляют собой значительный объем исследуемого материала, что требует применения соответствующей процедуры гомогенизации.

В трех измерениях, напротив, проблему граничных значений следует решать иным способом. Возможность работать с большей степенью детализации делает концепцию граничных значений гораздо менее значимой, так как в этом случае средние петрофизические показатели определенной пластовой единицы будут ближе к ее эффективным свойствам. Рассмотрим, например, вероятностную модель распределения фаций в мелком масштабе. Можно было бы утверждать, что в данном случае проблема определения граничных значений вообще исчезает. И действительно, совокупный объем порового пространства можно рассчитать, суммируя показатели по отдельным фациям без учета их продуктивности, тогда как эффективная проницаемость фаций может быть установлена с применением соответствующей процедуры ремасштабирования. В гидродинамической модели, напротив, каждая фация (тип породы) может быть охарактеризована индивидуальной функцией насыщения (которая, возможно, была получена в результате применения некоторой псевдофункции). Вот почему граничные значения часто остаются без внимания при работе в 3D. Сама по себе гидродинамическая модель содержит всю информацию, позволяющую определить, является ли та или иная фация (или тип породы) продуктивной при всех возможных статических и динамических условиях. Так, например, если некоторая фация характеризуется очень низкой пористостью, капиллярное давление будет очень высоким, и эта фация не будет способствовать движению флюида, пока давление в пласте не упадет очень значительно. Следовательно, с этой точки зрения, у нас нет необходимости определять *априори*, будет ли та или иная фация способствовать движению флюида.

Тем не менее, на практике определение граничных значений часто оказывается полезным даже при применении трехмерной модели. Исключение из гид-

[1]Следует заметить, что если зависимость пористость–проницаемость используется для создания модели распределения проницаемости в масштабе месторождения в целом, тогда снижение среднего значения пористости повлечет за собой соответствующее снижение значения проницаемости, даже если объемные расчеты проведены верно.

родинамической модели наихудших фаций может способствовать увеличению скорости обработки данной модели и уменьшению временных затрат, однако на общую достоверность результатов это никак не повлияет. На рис. 4.35 показан пример геостатистического описания пласта, где фации не коллектора выброшены. Обратите внимание, как применение таких программных средств позволяет специалисту быстро визуально представить основные пути фильтрации флюида внутри пласта, основываясь на различных предположениях относительно граничных значений.

В заключение можно сказать, что определение граничных значений до сих пор является полезной концепцией при том условии, что динамическая природа данного явления осознается в полной мере. С этой точки зрения интересно отметить, что по определению Общества инженеров-нефтяников (SPE) эффективная мощность залежи представляет собой **часть пласта, содержащую запасы нефти и газа, добыча которых является экономически рентабельной**. Это определение, возможно, является самым ярким свидетельством того, что концепция граничных значений не может и не должна рассматриваться как статический параметр, как это имеет место в большинстве случаев.

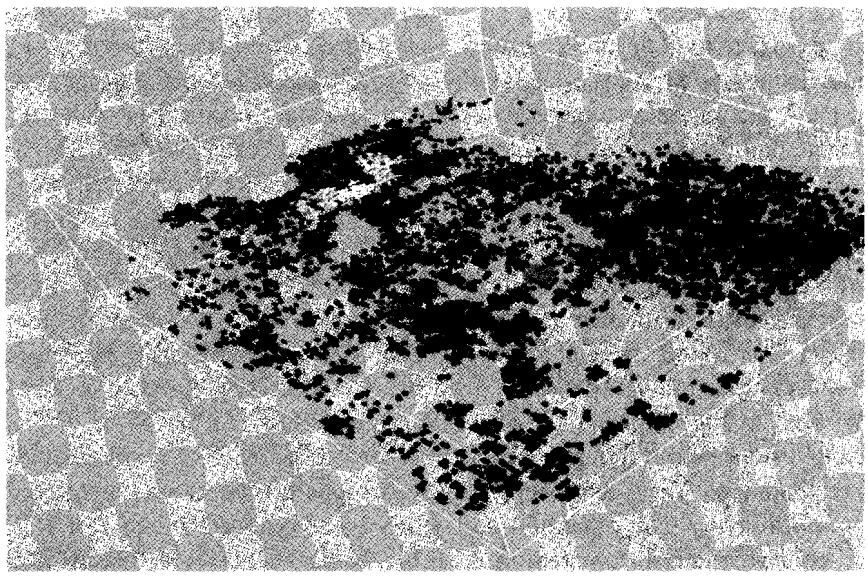


Рис. 4.35. Граничные значения по фациям в трехмерной модели пласта

4.2. Распределение свойств горных пород

Задачей петрофизической интерпретации, как уже упоминалось в первой части этой главы, является оценка различных петрофизических свойств породы и их взаимосвязей.

Следующим шагом типичного процесса изучения пласта является анализ латерального изменения этих свойств для создания двух- или трехмерной модели их распределения в целом по пласту. На этой стадии недостаток информации по межскважинному пространству является наиболее сложной проблемой для ученых.

В течение долгого времени интерполяция была единственным доступным методом картирования пласта. Фактически концептуальная геологическая модель была единственной основой для соответствующей интерполяции полученных скважинных данных. Это осуществлялось или построением карт вручную, или, позднее, с применением более сложных алгоритмов компьютерного картирования.

За последние десять лет картина изменилась, так как в обиход активно вводятся новые методы, позволяющие получать более детальные описания пласта. Возможно, наиболее применяемым из этих методов является геостатистика. Геостатистика позволяет изучить пространственные изменения определенного свойства пласта (или совокупности свойств) и использовать полученные соотношения для создания модели пласта. Помимо этого, геостатистика дает возможность объединять различные источники информации и в этом смысле может считаться эффективным интегрированным средством описания коллекторских свойств пласта.

Еще одним относительно новым методом, который позволил значительно улучшить качество моделей пространственного распределения свойств пласта, является геофизика. Геофизика, особенно в последние годы, пользуется все большей популярностью в области определения свойств пласта. Наличие мощных вычислительных ресурсов и новых методов обработки данных освободило сейсморазведку от решения ее традиционной основной задачи, то есть структурного картирования, а новые методы, основанные на моделировании сейсмических атрибутов, позволяют получать более полное представление о строении межскважинной области.

В следующих разделах мы увидим, как эти различные методы (интерполяция, геофизика и геостатистика) могут использоваться для построения адекватной двух- или трехмерной модели пласта. Речь пойдет о тех же самых свойствах, которые уже обсуждались в предыдущих разделах, то есть о пористости, водонасыщенности, эффективной мощности пласта и проницаемости.

4.2.1. Пористость

По интерпретации петрофизических данных в скважинах, которые, возможно, были усреднены для некоторых вертикальных секций (слоев пласта) можно получить схему пространственного распределения пористости различными способами, в зависимости от количества и качества имеющихся в распоряжении данных, желаемой степени точности, а также времени и ресурсов, выделенных на реализацию данного этапа.

4.2.1.1. Двухмерная интерполяция

Самый простой способ получить карту пористости для определенного пласта состоит в интерполяции скважинных данных. Это обычно делается средствами программного обеспечения, хотя многие геологи до сих пор предпочитают создавать структурные карты вручную, а затем переносить их в электронный вид при помощи дигитайзера. Это достаточно трудоемкая процедура, однако она дает геологу максимум контроля над создаваемой схемой распределения пористости и возможность придерживаться при этом концептуальной геологической модели.

В случае когда скважины располагаются достаточно плотно и когда пространственные изменения обусловлены крупномасштабными процессами, такими как первичное осадконакопление обломочных отложений, прямая интерполяция значений пористости по скважинным данным позволяет создавать достаточно точные карты. Конечно, всеобъемлющая и достоверная база данных по пористости является непременным условием для получения полноценных результатов. Также следует проявлять осторожность, проводя неконтролируемую экстраполяцию в тех областях, где не отбирались образцы керна.

Альтернативой широко используемому программному обеспечению для автоматического картирования является простейшее приложение геостатистики, такое как простой кригинг. В этом случае корреляционная функция описываемой переменной, в данном случае это пористость, строится на основании имеющихся данных, а не предполагается *априори* алгоритмом построения сетки. Эта корреляционная функция (вариограмма или ее противоположность, ковариация) позволяет оценить пространственную протяженность данной переменной, а также ее анизотропию, зависящую от направления. Кроме того, простой кригинг дает возможность вычислить локальную меру неопределенности (дисперсия кригинга).

Когда имеется достаточно данных для построения экспериментальной вариограммы, кригинг позволяет получить более достоверные результаты по сравнению с традиционными алгоритмами интерполяции. На рис. 4.36 сопоставляются две карты пористости, одна из которых получена в результате традиционного картирования (слева), а вторая – при помощи простого кригинга (справа). Характер направленности и радиус корреляции данной переменной в областях, где не проводился отбор образцов керна, представляет собой вклад данной корреляционной функции (вариограммы) в получаемую схему распределения.

Следует подчеркнуть, что любая интерполяция, включая простой кригинг, представляет собой сглаженную картину фактического распределения изучаемой переменной. Эти алгоритмы фактически действуют как низкочастотный фильтр, который имеет тенденцию сглаживать мелкие детали реальных пространственных изменений. Однако их преимущество состоит в том, что они позволяют получить единственный вариант распределения пористости. Что касается простого кригинга, эта схема распределения сводит погрешность к минимуму и, с точки зрения статистики, является *лучшим* методом распределения согласно исходным данным.

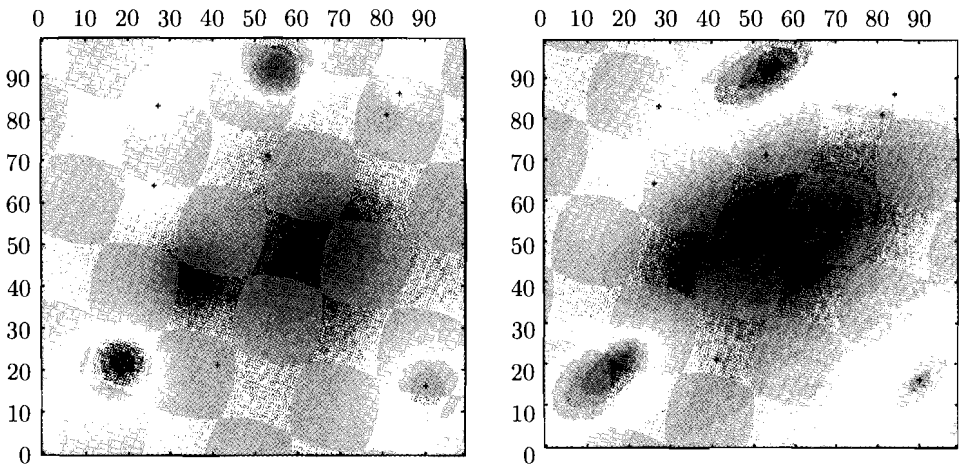


Рис. 4.36. Схемы распределения пористости: традиционная карта (слева) и карта, построенная кригингом

Когда воспроизведение неоднородности пористости представляет собой проблему, можно попробовать применить другой подход, основанный на геостатистическом моделировании (или стохастическом моделировании, как его нередко называют). Эти алгоритмы позволяют сохранить полученную по результатам экспериментов (наблюдаемую) изменчивость, однако у них есть недостаток, который заключается в том, что в результате получается множество равновероятных реализаций изучаемой модели пространственного распределения. Поэтому применение стохастических методов по отношению к статическим параметрам, таким как пористость или эффективная толщина пласта, как правило, ограничивается теми случаями, когда делается попытка оценить геологические запасы нефти на основе стохастического подхода и общую неопределенность. При любых других условиях уникальные схемы распределения средней пористости (или эффективной толщины пласта), полученные посредством интерполяции или кригинга, обычно дают достоверные значения параметров для подсчета запасов нефти.

4.2.1.2. Интеграция сейсмических данных

Сейсмические данные являются единственным прямым источником информации о межскважинном пространстве. Еще несколько лет тому назад эта информация применялась для описания строения пласта весьма ограниченно. Хотя и признавалось, что изменение литологических и петрофизических свойств и характера насыщенности пласта оказывает влияние на регистрируемый сейсмический сигнал, разрешающая способность этих данных и возможности их обработки были недостаточными для подробного описания свойств пласта.

Сегодня ситуация изменилась, и в большинстве случаев сейсмическая информация становится ценным источником данных на стадии описания свойств пласта.

Основная идея при объединении сейсмических данных состоит в применении некоторого атрибута зарегистрированного объема сейсмических данных для создания модели распределения интересующей нас переменной, в данном случае пористости. В общем случае сущность этой процедуры можно кратко обобщить в виде следующих моментов:

1. **Стадия увязки**. Это первый основной шаг интеграции. Скважины являются источником привязанных к глубине данных высокого разрешения, тогда как сейсмические данные несут информацию низкого разрешения, привязанную ко времени. Поэтому эти данные необходимо увязать как по вертикали, так и по площади. На этой стадии традиционно применяется акустический каротаж, сейсмокаротаж и ВСП.

2. **Определение сейсмических атрибутов**. Современные пакеты программного обеспечения для интерпретации сейсмических данных дают возможность рассчитать большое количество сейсмических атрибутов различной природы: мгновенных или усредненных по временным интервалам, основанных на амплитуде, времени или комплексных сейсмических трассах. Кроме того, сложные методы инверсии сейсморазведочных данных позволяют создать куб акустического импеданса, еще одного важного параметра. Главная задача этой стадии состоит в определении такого параметра, который позволяет точнее спрогнозировать значение интересующей нас переменной.

3. **Прогноз**. Схему площадного распределения интересующей нас переменной можно создать путем объединения каротажных и сейсмических данных. Обычно эта стадия реализуется с применением линейных или нелинейных регрессионных моделей или геостатистики.

4. **Перекрестная проверка**. Эта стадия осуществляется путем последовательного удаления данных по всем скважинам из эталонного массива данных и определения их значений по другим скважинам. Хоть эта процедура применяется не всегда, она позволяет численно выразить улучшение качества данных, связанных с применением сейсмического атрибута.

Обратите внимание на карту пористости, показанную на рис. 4.37, которая представляет собой типичный пример интеграции сейсмических данных. Эта карта была получена путем простого нанесения на карту скважинных данных без каких-либо дополнительных ограничений и выглядит достаточно сглаженно.

Когда в распоряжении имеется карта амплитуд, можно установить соотношение этого параметра и пористости, с тем чтобы использовать более обширную сейсмическую информацию для повышения качества моделирования межскважинных участков. На рис. 4.38 представлена карта сейсмических амплитуд, имеющая отношение к предыдущему примеру, а также наблюдаемое соотношение пористости и амплитуды, полученное в скважинах. Вторая из них насчитывает 12 скважин и показывает приемлемый коэффициент корреляции, равный 0,82.

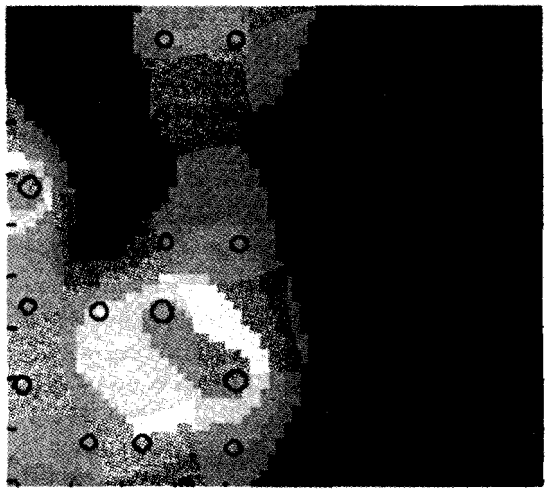
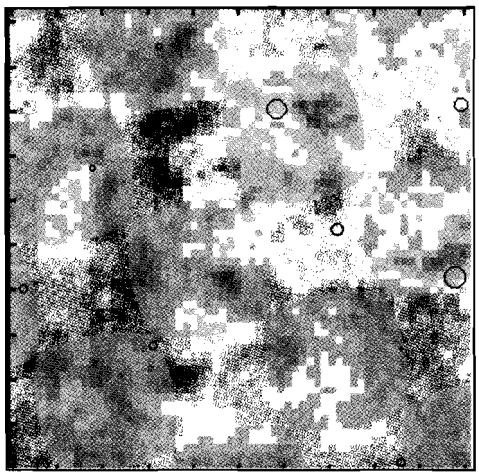


Рис. 4.37. Распределение пористости (только по скважинам)



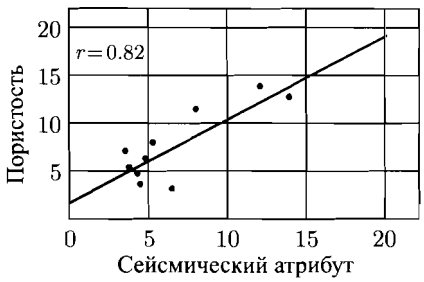


Рис. 4.38. Карта амплитуд и соответствующее соотношение амплитуда–пористость

Самый простой способ объединения сейсмических данных предполагает использование такой корреляции для преобразования карты амплитуд непосредственно в карту пористости. Затем эту карту следует скорректировать с учетом данных пористости по скважинам. В данном случае, так как это простое линейное преобразование распределения амплитуд, полученная карта пористости будет очень похожа на исходную карту амплитуд.

В более сложных процедурах интеграция сейсмической информации может осуществляться в рамках геостатистического подхода. В данном случае основной принцип состоит в оценке интересующей нас переменной посредством функции корреляции, определяемой на основании скважинных данных (вариограммы),

а также кросс-корреляционной функции, которая количественно выражает связь с другой связанной с ней переменной, то есть сейсмической информацией. Эта процедура называется **кокригинг**.

С теоретической точки зрения верный способ действий состоит в решении полной системы уравнений **кокригинга** с двумя переменными, пористостью и сейсмическим атрибутом. Однако с практической точки зрения **кокригинг** является трудоемкой процедурой, а также при приложении к массиву сейсмических данных высокой плотности часто возникают проблемы нестабильности решения матрицы. Поэтому обычно применяются упрощенные формы **кокригинга**, называемые **совместный кокригинг** [45]. Преимущество в этом случае заключается в том, что применение **совместного кокригинга** не требует построения кросс-вариограмм, достаточно знать коэффициент корреляции между этими двумя переменными[1].

Пример применения совместного кокригинга, основанный на тех же самых наборах данных пористости и амплитуд, которые были показаны ранее, представлен на рис. 4.39. Если сопоставить это изображение с рис. 4.37, становится очевидной большая степень детализации и в целом большая реалистичность получаемой в результате карты. Такой способ применения фактически представляет собой более полное объединение скважинной и сейсмической информации.

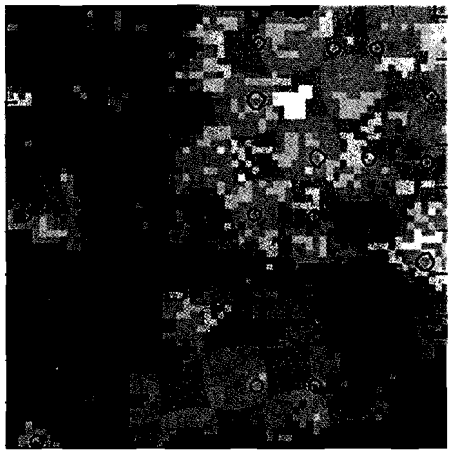


Рис. 4.39. Карта пористости, полученная совместным кокригингом

В заключение заметим, что включение сейсмической информации в описание пласта может привести к значительному улучшению качества итогового распределения. Тем не менее, чтобы удостовериться, что интеграция осуществлена должным образом, необходимо учесть ряд моментов.

[1] Еще одним подходом, альтернативным системе полного кокригинга, является так называемая модель **внешнего дрейфа**, основанная на предположении, что распределение вторичной переменной (в данном случае это сейсмический атрибут) связано с локальными изменениями первичной переменной. Поэтому в этом случае форма (известного) распределения вторичной переменной будет применяться в отношении (неизвестного) распределения первичной переменной.

- **Выбор сейсмического атрибута**. При условии, что стадия увязки проведена должным образом, выбор сейсмического атрибута является очень важным шагом в рамках всей процедуры. Как правило, выбор делается с учетом существующего отношения между результатами пористости в скважинах и показателями различных сейсмических атрибутов в тех же точках. Эту работу следует выполнять с осторожностью, так как нередко встречается ложная корреляция, то есть хороший коэффициент корреляции, который не отражает никакой физической связи между данными переменными. Вероятность ложной корреляции возрастает по мере увеличения количества рассматриваемых сейсмических атрибутов и является обратно пропорциональным числу точек наблюдений [46].

- **Влияние других параметров породы и флюида**. Сейсмический сигнал — это сложный сигнал, на который помимо пористости влияет целый ряд параметров, таких как литология, флюидосодержание и перекрывающие породы. Как только удалось установить практически применимое отношение между некоторым сейсмическим атрибутом и пористостью, необходимо удостовериться, что изменчивость этих параметров по латерали не повлияет на сейсмический сигнал (а соответственно и на оценку пористости) на удалении от скважин. Интересный пример в этом отношении представляет собой огромное норвежское месторождение Ekofisk. Здесь для определения пористости по крыльям структуры использовали сейсмический импеданс, основываясь на том благоприятном факторе, что литология остается неизменной на всем месторождении. В данном случае изменения в сейсмической амплитуде были отнесены на счет изменения петрофизических свойств породы. В антиклинальной части месторождения, наоборот, присутствие газонасыщенных перекрывающих осадочных пород изменяет сейсмический сигнал и не позволяет применить какой-либо атрибут, полученный по результатам сейсморазведки [47].

- **Проверка правильности**. Любую оценку, полученную на основании сейсмических данных, необходимо проверять, используя в качестве эталонной информации скважинные данные. Стадия перекрестной проверки является важной составляющей работы, и ей необходимо уделять должное внимание. Например, в некоторых случаях получаются хорошие коэффициенты корреляции сейсмического импеданса и пористости по ГИС в эталонных скважинах, тогда как в других скважинах на стадии проверки они могут плохо коррелировать. Такие случаи, когда они остаются без внимания, могут привести к созданию недостоверных моделей распределения.

Применение сейсмических данных для описания коллектора пока еще является развивающейся технологией, требующей хороших технических знаний и некоторой осторожности. Тем не менее, ее популярность растет, и все больше ученых осознают преимущества этой технологии и учатся ее использовать.

Важнее всего то, что этот метод обладает большим потенциалом. Можно не сомневаться, что через несколько лет интеграция сейсмических и скважинных данных станет обычной практикой при описании пластов.

4.2.1.3. Трехмерное моделирование

Для многих специалистов характерно двухмерное представление пластов. Это происходит потому, что традиционным средством изучения и визуального представления коллекторов нефти являются наборы двухмерных карт, которые воспроизводят геометрические и петрофизические характеристики пласта различных стратиграфических горизонтов.

Однако за последние годы развитие вычислительных мощностей и внедрение новых теорий моделирования дали ученым возможность работать в трехмерном пространстве с недостижимой ранее разрешающей способностью. Здесь будут упомянуты два метода: геолого-математическое моделирование и геостатистика.

Под геолого-математическим моделированием понимается возможность создания детальных трехмерных геологических моделей на основе немногочисленных скважинных данных. Как уже упоминалось в главе 3, в данный момент на рынке имеется несколько программных пакетов, которые позволяют создавать трехмерные модели распределения любых свойств пласта исходя из вертикальных скважинных профилей. Эти программы обычно предлагают гибкие возможности визуализации, так что модель пласта может создаваться на основе мелкомасштабных, трехмерных сеток, а не некоторой совокупности карт.

С другой стороны, следует заметить, что алгоритмы, применяемые при создании этих распределений трехмерных моделей, являются детерминистическими и в принципе не отличаются от тех, которые присутствуют в традиционных программных средствах для двухмерного картирования.

Фактически трехмерное моделирование может считаться областью геостатистики. С самого начала экстраполяция геостатистических теорий на трехмерное пространство оказалась простой, так что все существующее на данный момент программное обеспечение для геостатистического моделирования работает в трех измерениях. В реальности популярность программных пакетов для геолого-математического моделирования часто бывает обусловлена их использованием в качестве постпроцессоров внешних геостатистических алгоритмов.

В общем, пористость может быть смоделирована в рамках геостатистики путем одного из следующих двух подходов:

- **Прямая оценка**. Пористость моделируется непосредственно с учетом всего объема пласта исходя из некоторого количества вертикальных профилей пористости, рассчитанных в скважинах, и некоторой функции пространственной корреляции.

- **Двухступенчатая модель**. Сначала создается трехмерная литологическая модель пласта с учетом определенного количества фаций. Затем в пределах каждой из литологических фаций моделируется пористость.

Прямая оценка пористости дает удовлетворительные результаты при простой литологии и, как правило, во всех тех случаях, когда литология не является контролирующим параметром применительно к петрофизическим свойствам.

Двухступенчатая модель хоть и требует больших усилий, однако дает гораздо лучшие результаты в пластах со сложной литологией, а также во всех тех случаях, когда литология является главным определяющим фактором. Заметьте, что этот подход является гораздо более гибким, чем предыдущий. Действительно, когда в распоряжении имеется достаточно информации (и когда она считается верной с точки зрения геологии), для оценки пористости в пределах каждой фации или группы фаций может применяться своя корреляционная функция. Так, например, для вариограммы возможен выбор различных моделей, если речь идет о пойменных или русловых отложениях речной системы.

На рис. 4.40 (справа) показан профиль модели пористости, полученный с применением двухступенчатой модели. На том же самом рисунке слева приведена литологическая модель, которая использовалась в качестве основы. Фации с плохими коллекторскими свойствами (обозначены светло-серым цветом на левом рисунке) явно коррелируют с зонами низкой пористости в соответствующей модели пористости, подчеркивая таким образом зависимость схемы распределения пористости от созданной ранее литологической модели.

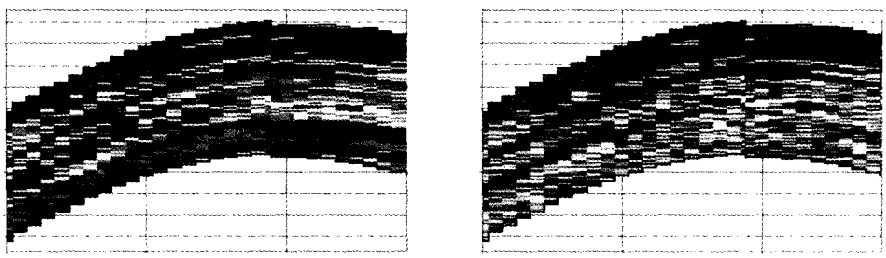


Рис. 4.40. Двухступенчатое геостатистическое моделирование: фации (слева) и пористость (справа)

Наконец, следует заметить, что непосредственная интеграция сейсмической информации в трехмерную модель является сложной проблемой, так как разрешающая способность по вертикали для любых сейсмических данных гораздо ниже в сравнении с типичным вертикальным масштабом геологического моделирования. Этот вопрос продолжает изучаться, однако пока не существует удовлетворительного метода, позволяющего осуществить такую интеграцию.

4.2.2. Распределение водонасыщенности

Водонасыщенность является комплексным петрофизическим свойством. Как уже говорилось в пункте 4.1.4, расчет достоверного профиля водонасыщенности в скважинах сам по себе является сложной задачей, поскольку в процессе оценки необходимо учитывать несколько параметров.

Имея дело с плоскими (двухмерными) или пространственными (трехмерны-

ми) моделями распределения водонасыщенности, мы дополнительно сталкиваемся с проблемой поиска модели, способной верно передать пространственную изменчивость данного свойства, когда приходится опираться на ограниченный набор скважинных данных.

На практике в нефтепромысловой геологии обычно применяется целый ряд методов, которые позволяют создать модели распределения водонасыщенности. Хотя сами по себе все эти методы вполне применимы, в случаях когда целью работы является комплексное исследование, перспектива меняется и некоторые методы могут оказаться полезнее, чем другие.

В следующих разделах мы обсудим некоторые из этих методов, их преимущества, ограничения и применимость в тех или иных случаях.

4.2.2.1. Прямое картирование водонасыщенности

Это старейший и, пожалуй, до сих пор наиболее часто применяемый метод моделирования водонасыщенности. Простота данного метода состоит в том, что для работы требуется набор интерпретированных скважин, для которых была получена кривая водонасыщенности. В этом случае могут быть созданы карты латеральных распределений с применением программных пакетов для автоматизированного картирования, интерполяцией средних значений водонасыщенности в каждой скважине. Для каждого геологического слоя должны создаваться свои карты водонасыщенности.

Этот метод дает хорошие результаты при достаточно плотной сетке скважин, когда в распоряжении имеется множество точек для надежного отображения значений на карте, а также позволяет точно передать значения, полученные в скважинах. Тем не менее, необходимо обратить внимание на следующие моменты:

- Не предполагается никакой явной корреляции с другими петрофизическими свойствами, то есть пористостью и проницаемостью.
- В пластах с водонапорным режимом или при реализации проектов нагнетания в пласт воды количество скважин, данные которых могут использоваться для картирования, может значительно уменьшиться в связи с тем, что многие из этих скважин могли быть заводнены при проведении каротажа. Поскольку в данном случае задача заключается в создании модели распределения исходной водонасыщенности, возможность применения данных частично или полностью заводненных скважин исключается.
- При применении традиционных алгоритмов интерполяции невозможно достоверно воспроизвести переходную зону. Фактически для переходной зоны характерно нелинейное отношение глубины и водонасыщенности, поэтому алгоритмы интерполяции не дают желаемого эффекта. Применение этих методик может привести к переоценке количества воды в переходной зоне.
- Когда имеющийся набор данных водонасыщенности не отличается согласованностью, полученная модель распределения может изобиловать случайными ошибками, которые связаны с отсутствием коррекции исходных данных

ГИС или различиями интерпретируемых параметров. Часто некоторые из форм, которые мы привыкли видеть на картах такого рода, бывают связаны с проблемой противоречивости входных данных.

- В гидродинамической модели исходная модель распределения водонасыщенности рассчитывается по функции капиллярного давления. Это может не соответствовать карте, полученной по интерполяции данных водонасыщенности. А это, в свою очередь, может привести к противоречию данных о количестве углеводорода в пласте, полученных по гидродинамической модели и объемным методом.

На рис. 4.41 показана карта водонасыщенности, полученная прямым отображением скважинных данных. Данный пример относится к огромному месторождению в Венесуэле, на южной границе которого уже почти тридцать лет активно проводится нагнетание воды в пласт. Можно отметить несколько характерных особенностей, таких как точечное присутствие в средней части пласта участков с высокими показателями водонасыщенности, что на самом деле связано с экстраполяцией данного алгоритма на недостаточно контролируемые области. Кроме того, переходная зона выглядит слишком обширной, что может быть связано с неверным включением в этот набор данных скважин, которые уже были частично обводнены нагнетаемой в пласт водой.

Одним из преимуществ данного метода является возможность иметь дело с латерально изменяющимися свойствами пласта. Поскольку этот метод учитывает скважинные данные, он объясняет латеральные изменения характеристик системы пор. Конечно же, для того чтобы охватить такие изменения, необходима последовательная петрофизическая интерпретация.

4.2.2.2. Соотношение водонасыщенности и пористости

Еще одним популярным методом оценки распределения водонасыщенности является прямое применение соотношения водонасыщенности от пористости. В пластах с относительно простой поровой системой часто наблюдается линейное соотношение этих параметров в полулогарифмическом масштабе. Это можно использовать в моделировании.

Этот метод является простым и быстрым, а также позволяет создать последовательную схему распределения водонасыщенности, когда могут быть определены однозначные соотношения. На рис. 4.42 представлен пример прибрежно-морского пласта, сложенного мелкозернистым песчаником. Данный график зависимости был построен с учетом 10 скважин, находящихся высоко от переходной зоны. Применение такого соотношения, основанного на приемлемой корреляционной функции, позволяет получить достоверную карту насыщенности.

Главный недостаток данного метода заключается в том, что получаемая в результате модель распределения водонасыщенности не зависит от высоты над зоной контакта. Другими словами, в данном случае нельзя учесть физическое явление уменьшения водонасыщенности по мере удаления от уровня свободной

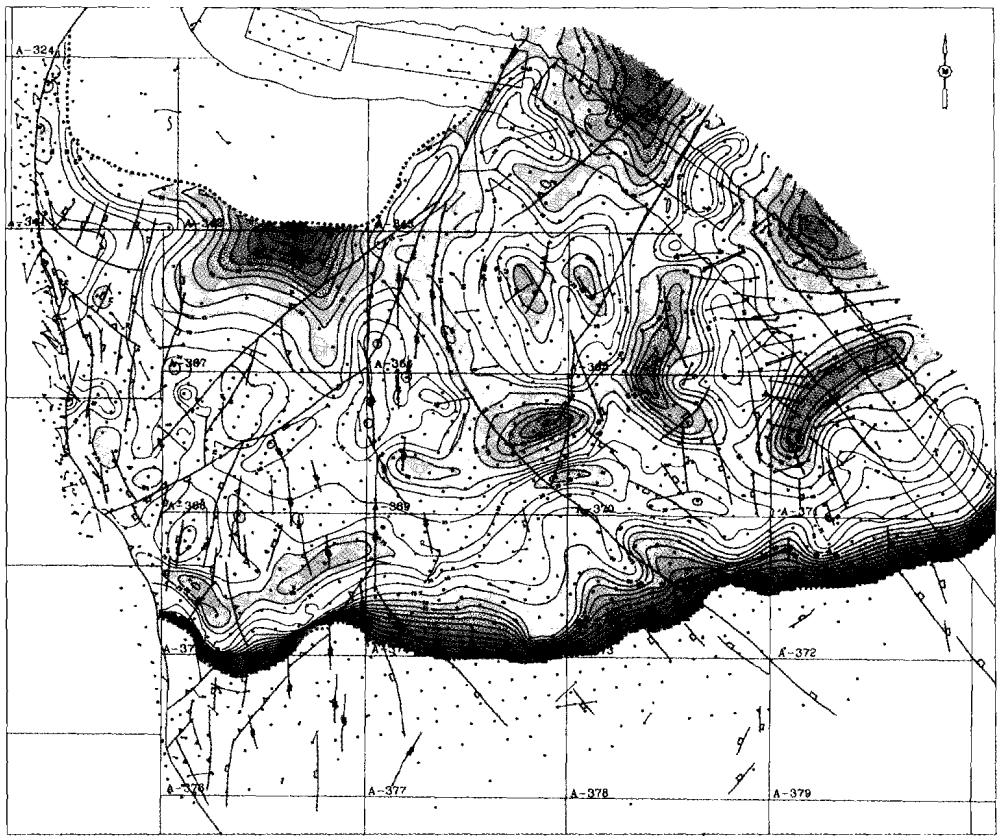


Рис. 4.41. Карта водонасыщенности, полученная прямой интерполяцией скважинных данных (с разрешения PDVSA E&P)

воды, а также невозможно смоделировать переходную зону. Поэтому этот метод подходит для тех пластов, где не был определен уровень водонефтяного контакта, или в тех случаях, когда высота переходной зоны не имеет значения, например, когда речь идет о газовых коллекторах.

4.2.2.3. Функции капиллярного давления

Модели распределения водонасыщенности могут быть получены с применением функции капиллярного давления, которая определяется с использованием методов множественной линейной регрессии. При этом исходят из того, что водонасыщенность зависит от петрофизических свойств породы, а также от высоты над уровнем водонефтяного контакта (ВНК). Поэтому, если возможно установить соотношение этих параметров в скважинах, его затем можно применять ко всему месторождению, используя опции работы с сеткой обычного программного обеспечения для картирования. Общая процедура определения такого соотношения такова:

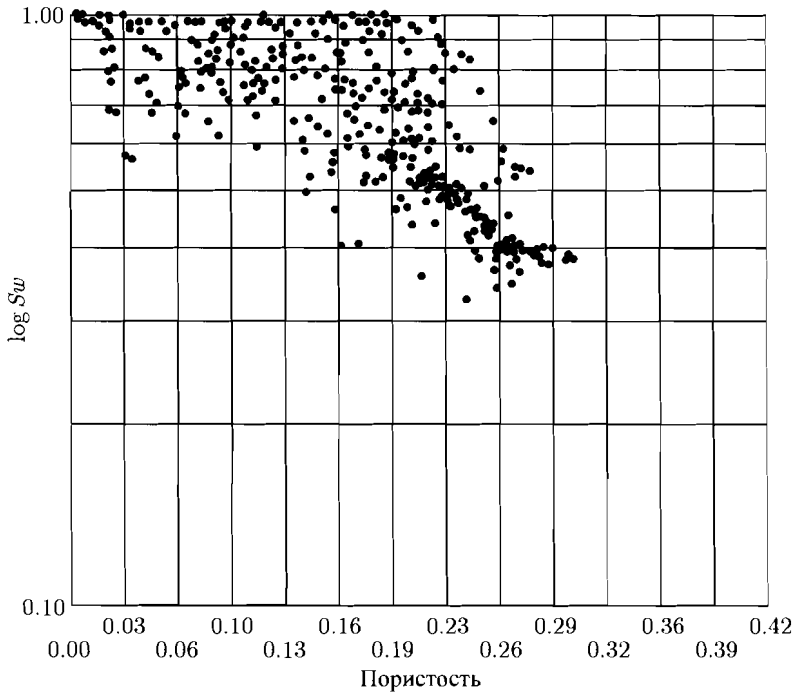


Рис. 4.42. Соотношение водонасыщенности от пористости для прибрежно-морского песка

1. Выбрать некоторое количество скважин, дающих представление о различных диапазонах петрофизических свойств, наблюдаемых в данном пласте, расположенных на различных глубинах над уровнем водонефтяного контакта. Некоторые из этих скважин должны захватывать ВНК.
2. Применить множественную линейную регрессию для расчета коэффициентов m уравнения вида:

$$\log Sw = m_1\phi + m_2 \log h + \ldots + m_n$$

или

$$\log Sw = m_1\phi + m_2 1/\log h + \ldots + m_n,$$

где ϕ — это коэффициент пористости, а $\log h$ — логарифм высоты над уровнем ВНК. Также могут быть добавлены другие параметры, если таковые известны, например, глинистость. Эта зависимость может быть получена с применением либо логарифмических кривых, либо функций капиллярного давления, полученных в результате специального кернового анализа. Также могут рассматриваться альтернативные аналитические выражения. Выбор того или иного уравнения в принципе зависит от поведения водонасыщенности над переходной зоной, а результаты всегда должны сверяться с эталонными данными.

3. Проверка правильности полученных коэффициентов за счет контроля статистических параметров зависимости. Визуальное сравнение смоделированных и проинтерпретированных кривых водонасыщенности для скважин — источников входных данных (рис. 4.43).

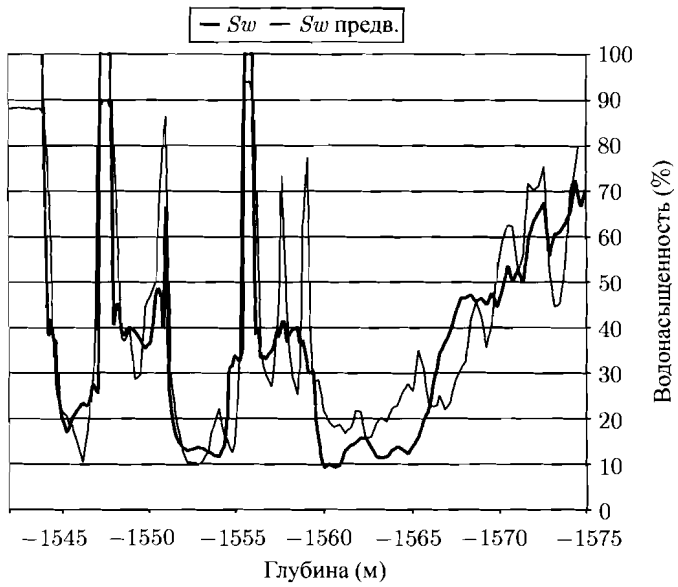


Рис. 4.43. Кривые Sw по результатам интерпретации и по предварительным подсчетам

4. Применение решенного уравнения с использованием стандартного программного пакета для картирования. Входными параметрами для сеток будут распределение пористости, а также высота над уровнем ВНК середины высоты изучаемого слоя пласта.

Данная методика является более полной, чем предыдущие, так как позволяет учесть большую часть параметров, оказывающих влияние на водонасыщенность. Кроме того, возможность объединения данных керна и ГИС позволяет последовательно использовать всю имеющуюся информацию. Переходная зона обычно воспроизводится точно, так же как и зона остаточной водонасыщенности.

На рисунке 4.44 представлена карта водонасыщенности, полученная данным методом применительно к той же самой пачке горных пород, что и на рис. 4.41. Разница очевидна, причем это касается как определения переходной зоны, так и распределения остаточной водонасыщенности. В данном случае применение карты водонасыщенности, изображенной на рис. 4.41, привело к 20 % занижению начальных запасов нефти.

Преимущество карт, построенных с применением функций капиллярного давления, состоит в возможности создания взаимно согласующихся схем распределения пористости и водонасыщенности. Кроме того, те же самые функции

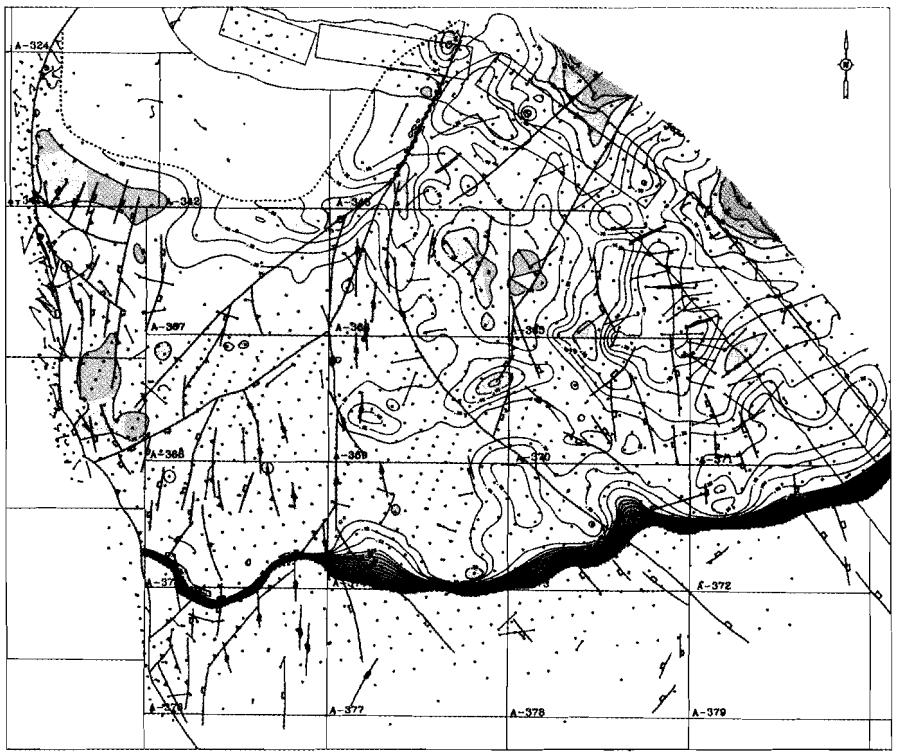


Рис. 4.44. Схема распределения водонасыщенности, полученная посредством капиллярных функций (с разрешения PDVSA E&P).

можно использовать на стадии гидродинамического моделирования, сводя к минимуму проблемы согласования геологической модели пласта.

Однако данный метод также не лишен некоторых недостатков. Когда в геометрии системы пор существует латеральная изменчивость, вследствие чего получаются различные соотношения пористости и водонасыщенности, этот фактор учесть невозможно, так как к каждому геологическому горизонту применяется единственное уравнение. Также могут возникнуть и другие проблемы, связанные со сложностью создания удовлетворительной модели регрессии вследствие недостатка и/или несогласованности входных данных.

Тем не менее, это рекомендуемый метод создания модели распределения водонасыщенности, особенно в тех случаях, когда конечной целью работы является получение гидродинамической модели.

4.2.2.4. Трехмерные модели распределения водонасыщенности

Водонасыщенность, так же как и другие петрофизические свойства, может быть представлена в трех измерениях. Некоторые геолого-геофизические пакеты позволяют создавать такие модели распределения, однако при этом важно

проверить, какой алгоритм используется во время выполнения данной операции. Фактически, в отличие от других петрофизических свойств, водонасыщенность отличается явной, нелинейной зависимостью от глубины (расстояния от уровня свободной воды), что делает ее не подходящей для традиционных алгоритмов оценки по методу наименьших квадратов.

Когда это возможно, рекомендуется создавать независимые кривые водонасыщенности от глубины по фациям или классам пористости, аккуратно объединяя всю имеющуюся в распоряжении информацию (рис. 3.14). Затем эти кривые вводятся в программный продукт для геолого-математического моделирования. С этой точки зрения следует заметить, что функции капиллярного давления оказываются особенно подходящими для создания трехмерных моделей распределения, так как глубина (третье измерение) учитывается соответствующим образом.

По той же самой причине (несоответствие с глубиной) применение геостатистики для моделирования водонасыщенности представляет особую сложность. Хотя теоретически возможно применить некоторую форму кокригинга к 2 переменным, водонасыщенности и пористости (или проницаемости), вероятно, проще и эффективнее моделировать соотношения различных петрофизических свойств регрессионным анализом. Помимо этого, следует помнить, что в данном случае можно смоделировать только распределение *остаточной* водонасыщенности, так как глубина не учитывается.

4.2.3. Эффективная мощность залежи

Значения эффективной мощности обычно бывают в наличии для всех скважин, для каждого пласта, вследствие использования некоторого граничного значения к каротажным кривым или к петрофизическим интерпретациям (пункт 4.1.6). Важным является изучение площадного распределения продуктивных толщ, поскольку это позволяет выяснить, где располагается основная часть запасов.

Следует подчеркнуть, что большая часть методов, которые уже обсуждались в разделе, посвященном пористости, также могут применяться и в случае эффективной мощности залежи, поэтому здесь они не будут подробно рассматриваться.

4.2.3.1. Двухмерная интерполяция

В большинстве случаев достоверные карты эффективной мощности залежи могут быть созданы простым отображением перенесенных скважинных данных. По сравнению с пористостью, интерполяция в данном случае является более надежной, так как обычно можно учесть все скважины, а не только те, для которых имеется петрофизическая интерпретация. На самом деле на некоторых месторождениях количество скважин с профилями пористости может составлять только от 10 до 20 % общего числа скважин, тогда как расчет эффективной мощности может быть произведен и на комплексе старых методов ГИС, таких как ПС или электрический каротаж. Конечно, в данном случае чрезвычайно важно удостовериться, что результаты вычисления эффективной мощности залежи по данным

старых скважин соответствует полученным граничным значениям в тех скважинах, для которых имеется петрофизическая интерпретация. Еще один момент, который делает интерполяцию данных эффективных толщин легче по сравнению с пористостью, связан с тем, что концептуальная модель осадконакопления пласта может использоваться как ориентир при картировании. Эта концептуальная модель также может использоваться при составлении экспериментальной вариограммы, когда применяется геостатистика. На рис. 4.45 (слева) показана карта эффективных толщин, полученная при помощи простого кригинга, где наблюдается явная направленность СЗ–ЮВ. Эта карта была получена на основании данных только 18 скважин и модели-вариограммы.

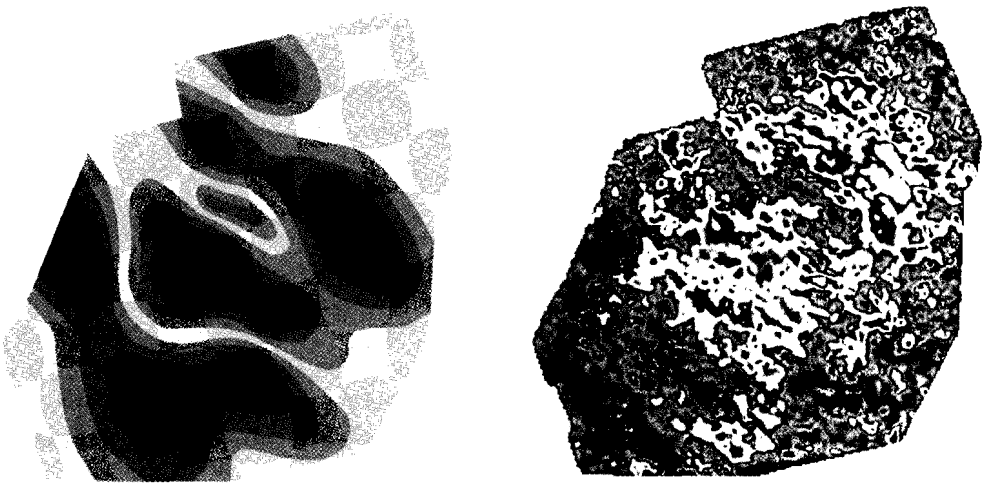


Рис. 4.45. Карта эффективных толщин, полученная простым кригингом (слева) и соотнесенным кокригингом (справа) [48]

Как уже упоминалось в пункте 4.2.1.1, эти карты позволяют получить сглаженную версию реального распределения данных эффективных толщин. При существовании неопределенности в распределении данных, например при вероятностном определении геологических запасов, можно попробовать применить стохастический подход.

4.2.3.2. Интеграция сейсмических данных

Интеграция сейсмических данных может послужить ценным источником информации для создания карты распределения эффективных толщин. Используемые в настоящее время методы обсуждались в пункте 4.2.1.2. В этом разделе будут обсуждаться два примера интеграции сейсмических данных.

Первый пример касается того же самого пласта, который представлен на рис. 4.45. В данном случае качество карты распределения эффективных толщин может быть улучшено за счет применения сейсмической информации в виде карты амплитуд. Интеграция осуществлялась методом совместного кокригинга, а

ее результаты представлены на том же самом рисунке (справа). Следует отметить более высокую степень детализации, достигаемую за счет применения сильно зашумленных сейсмических данных, а также в целом более реалистичный характер этой карты по сравнению с версией, полученной простым кригингом.

Улучшение общего качества результатов также можно оценить, если проанализировать результаты перекрестной проверки (рис. 4.46). Здесь можно заметить, что введение сейсмической информации привело к значительному уменьшению ошибок по сравнению с картой простого кригинга.

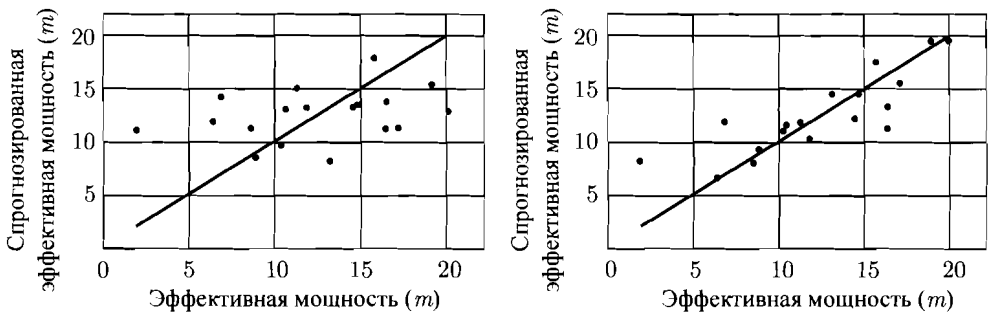


Рис. 4.46. Результаты перекрестной проверки: простой кригинг (слева) и совместный кокригинг (справа) [48]

Второй пример касается сейсмической инверсии, которая является еще одним потенциальным источником данных для интеграции. На рис. 4.47 представлен геологический разрез, полученный инверсией 2D сейсмического профиля по данным одной-единственной эталонной скважины. Низкий импеданс (светло-серый) связан в данном случае с присутствием песчаных горизонтов, а визуальное сопоставление с профилями по данным ГИС по скважинам показывает удивительно хорошую корреляцию между сейсмическими и скважинными данными. На самом деле эти скважины не использовались при инверсии, а просто были сопоставлены по глубине и нанесены на сейсмический профиль.

Качество полученных в этих скважинах результатов подтверждает достоверность инверсии в невскрытых частях пласта и убеждает в том, что эта дополнительная информация может без риска использоваться для создания карт распределения эффективных толщин пласта.

4.2.3.3. Трехмерное моделирование

Так же как и в случае с пористостью, трехмерная модель распределения эффективных толщин создается с применением программных пакетов для геолого-математического моделирования или геостатистических методов.

Однако заметьте, что, если пористость является *непрерывной* переменной, эффективную толщину лучше рассматривать как дискретную переменную. То есть каждая точка пространства может рассматриваться как коллектор или неколл-

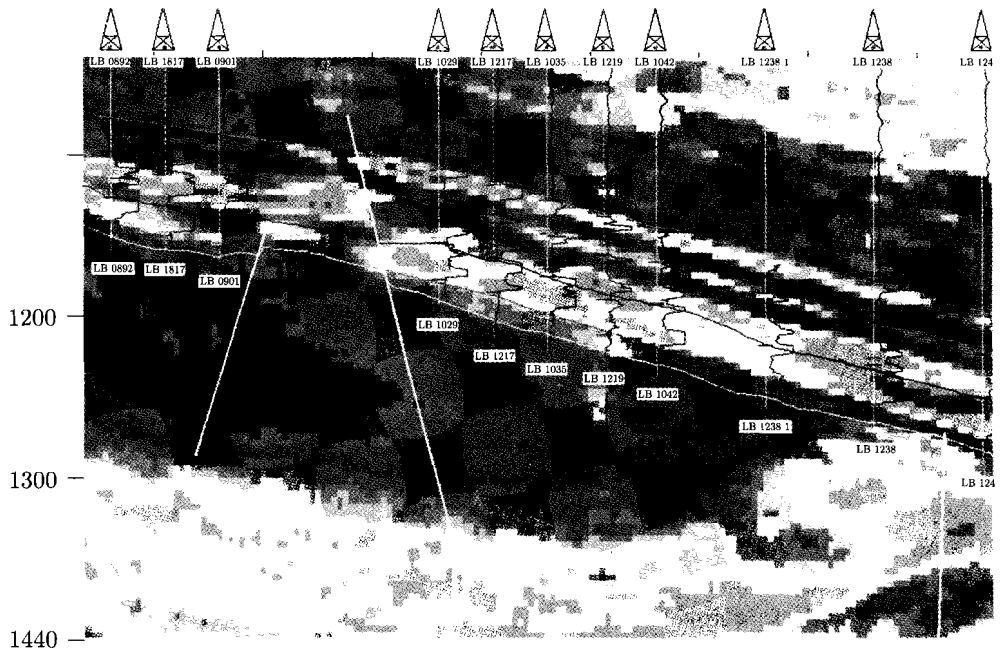


Рис. 4.47. Инвертированный сейсмический профиль и корреляция скважин (с разрешения PDVSA E&P)

лектор, так что получающаяся в результате модель распределения эффективных толщин представляет собой сумму всех мощностей коллектора пласта.

В действительности трехмерные модели распределения эффективных толщин редко создаются *в явной форме*. Скорее они могут быть визуально представлены путем выбора фаций коллектора в существующей стохастической литологической модели или за счет применения определенного граничного значения к соответствующей трехмерной модели распределения пористости (рис. 4.35).

4.2.4. Распределение проницаемости

Создание достоверной двух- или трехмерной модели распределения проницаемости является одной из главных проблем при комплексном изучении коллекторских свойств пласта, так как характеристики потока флюида в гидродинамической модели пласта зависят от пространственной структуры, определяемой проницаемостью.

Прежде всего, важно заметить, что невозможно определить некоторую единую, рекомендованную методику моделирования распределения проницаемости. Как уже говорилось в пункте 4.1.5.8, в распоряжении может находиться множество источников информации. При этом нередко случается так, что в начале работы геологу приходится полагаться на данные буквально нескольких скважин с отбором керна, для которых были созданы соответствующие профили прони-

цаемости, некоторое количество комплексных профилей, полученных по данным ГИС хорошего качества, а также иногда на результаты нескольких ГДИС. Как можно объединить всю эту информацию для получения достоверной модели распределения проницаемости?

В следующих разделах мы попытаемся сосредоточиться на некоторых из наиболее широко применяемых методов создания моделей распределения проницаемости в двух и трех измерениях. Однако при этом следует помнить, что также могут применяться и другие методы, в зависимости от наличия исходных данных, технического и профессионального уровня специалистов, а также от целей работы.

4.2.4.1. Двухмерная интерполяция

Когда исследование основывается на традиционном двухмерном подходе (карты и профили), карта проницаемости может быть получена различными способами. Наиболее прямым методом является простое отображение на карте усредненных скважинных данных. Это может осуществляться либо на основании адаптированных макромасштабных данных (по керну или по каротажу), либо на основании значений проницаемости, полученных в ходе ГДИС, либо путем объединения этих двух видов данных, используя подходы, обозначенные в пункте 4.1.5.8. При этом могут использоваться как простые программные средства для интерполяции, так и более сложные геостатистические алгоритмы. Во всех случаях для начала следует учесть ряд моментов:

- **Наличие данных**. Как и любая другая интерполяция, прямое картирование значений проницаемости требует достаточного количества опорных точек для того, чтобы свести к минимуму неконтролируемые экстраполяции. Поскольку количество скважин с керном обычно оказывается слишком малым для проведения такой операции, это означает, что необходимо иметь в распоряжении некоторое количество значений проницаемости, полученных путем калибровки ГИС или другими методами в скважинах, пробуренных без отбора керна.
- **Пространственная изменчивость**. Все алгоритмы интерполяции, в том числе и геостатистические, основаны на применении некоторой функции пространственной корреляции. Коммерческое программное обеспечение для картирования не позволяет специалистам рассчитать функцию корреляции для изучаемой переменной, тогда как опции по умолчанию обычно предполагают получение достаточно непрерывных моделей распределения. Такие опции могут оказаться неадекватными для определения проницаемости вследствие ее значительной пространственной изменчивости и могут привести к созданию нереалистично сглаженных карт. Пространственная изменчивость проницаемости зачастую оказывается гораздо значительнее, чем плотность сетки скважин. Любой ученый, который пытался создать горизонтальную вариограмму проницаемости, испытывал расстройство, стал-

киваясь с тем, что геостатистики называют чистым **наггет-эффектом**,то есть очевидное отсутствие функции пространственной корреляции. Когда длина корреляции проницаемости (область значений вариограммы) меньше, чем расстояние между скважинами, необходимо делать предположения (обоснованные оценки) относительно функции реального распределения проницаемости.

- **Вертикальное усреднение**. Рассматривая вертикальный профиль абсолютной проницаемости, составленный по точным замерам или на основе предварительной оценки, мы сталкиваемся с проблемой усреднения этих показателей для данной толщи, обычно того или иного слоя пласта. Теоретически, для выполнения такой операции подходящим является среднее арифметическое, так как движение флюида происходит параллельно вдоль горизонтальных слоев породы пласта. Тем не менее, многие теории не учитывают этого момента, и на практике многие специалисты по пластовым исследованиям предпочитают применять альтернативные способы усреднения (среднее гармоническое, геометрическое, степенное осреднение), которые дают менее оптимистические результаты. Этот вопрос будет подробнее обсуждаться в разделе, посвященном проблемам ремасштабирования (пункт 7.5.2.1).

При наличии достаточного количества данных высокого качества, которые позволяют создать надежную пространственную модель и определить верный подход для усреднения значений, можно построить карту проницаемости. Во всех случаях результаты необходимо тщательно проверять для того, чтобы удостовериться, что полученная модель распределения изображает ожидаемую пространственную структуру и выглядит достоверной с точки зрения геологии.

Альтернативный подход к картированию проницаемости представлен формулой пересчета пористость/проницаемость, основанной на зависимости по данным керна. Конечно, в данном случае получаемая модель распределения проницаемости будет очень похожа на карту первичной пористости. В этом случае необходимо учитывать следующие моменты:

- **Непротиворечивость соотношения**. Первый и очевидный момент заключается в том, что для осуществления такой операции требуется репрезентативное соотношение пористость/проницаемость. Хотя в терригенных пластах это встречается нередко, в пластах, сложенных карбонатными породами, данное соотношение часто отличается слишком значительным разбросом и поэтому не может использоваться. Применение различных функций для различных фаций обычно позволяет повысить качество получаемых результатов (рис. 4.29).

- **Пространственное распределение**. Применение формулы пересчета пористость/проницаемость основывается на предположении, что эти два свойства имеют одну и ту же функцию пространственного распределения,

что в принципе очень маловероятно. Если нам не удается определить экспериментальную функцию корреляции для проницаемости на основании имеющихся данных, нам, возможно, придется согласиться с этим предположением, однако при этом важно понимать, что в большинстве случаев созданная модель распределения проницаемости вполне может оказаться слишком сглаженной по сравнению с реальным распределением данного свойства.

- **Тип усреднения**. Используя данный метод, мы не производим никакой явной операции усреднения значений проницаемости в скважинах. Однако в действительности мы проводим операцию усреднения для пористости, чтобы получить репрезентативное значение для каждого слоя. Следует отметить, что получение среднего арифметического для значений пористости, а затем применение соотношения пористость/проницаемость является эквивалентным неявному поиску среднего геометрического для проницаемости (так как логарифм средней величины не равен среднему логарифмов). Это еще одно базовое предположение, которое необходимо оценивать, так как оно может привести к получению заниженных значений проницаемости в слоистых коллекторах.

В принципе этот метод получения моделей распределения проницаемости дает более удовлетворительные результаты в сравнении с прямой интерполяцией усредненных показателей проницаемости по скважинам. Главная причина этого заключается в том, что обычно карта пористости строится с учетом геологии, так что эта входная информация прямо переводится в проницаемость, которая на самом деле также является сильно зависимой от геологии переменной.

В качестве примера двухмерной интерполяции на рис. 4.48 показана карта проницаемости, полученная кригингом данных ГДИС. Именно на этом месторождении плотность расположения скважин и количество проведенных ГДИС позволили создать достоверную функцию корреляции, которая проявляла явную анизотропию по направлению СВ–ЮЗ.

При наличии данных высокого качества интерполяция проницаемости по результатам ГДИС позволяет получить достоверные результаты, и в реальности большинство инженеров думают, что эти карты лучше всего воспроизводят фактическое распределение проницаемости в пласте. Однако следует помнить, что во многих случаях качество имеющихся данных отличается изменчивостью и может негативно отразиться на достоверности полученной модели распределения. Неопределенность при определении толщины пласта h, скважины, несовершенные по степени вскрытия, одновременные испытания нескольких пластов в одной скважине и другие факторы могут привести к получению набора данных, который может оказаться частично непоследовательным.

Необходимо обратить внимание на то, чтобы использовать только те испытания, которые дают результаты сопоставимого качества[1].

[1]При благоприятных условиях карту проницаемости можно объединить с картами коэффициента продуктивности скважин. При допущении, что скин-эффект является постоянным, эти

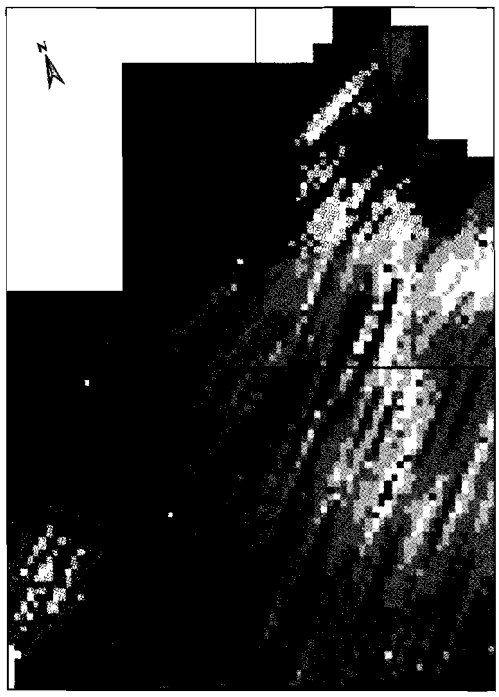


Рис. 4.48. Карта проницаемости, полученная посредством кригинга результатов интерпретации данных ГДИС

Одной из областей, где проницаемость по результатам ГДИС представляет собой основную информацию, являются трещиноватые коллекторы. Действительно, в этих пластах данные керна обычно позволяют получить ценную информацию, касающуюся только первичной проницаемости, тогда как общая проницаемость пласта зависит от трещин и может оказаться гораздо значительнее. В таких случаях ГДИС являются единственным источником для оценки проницаемости и ее распределения. Как всегда, непременным условием является наличие последовательного набора проинтерпретированных данных ГДИС.

4.2.4.2. Трехмерные модели распределения проницаемости

Исходя из некоторого количества вертикальных профилей проницаемости в скважинах может быть создана трехмерная модель распределения путем детерминистической интерполяции с применением стандартных программных пакетов для геолого-математического моделирования. Конечно же, к трехмерным моделям применимы те же ограничения, которые уже обсуждались на примере двухмерных моделей, такие как наличие данных и функции корреляции.

Альтернативным способом создания трехмерных моделей распределения

карты воспроизводят базовую тенденцию распределения проницаемости и могут использоваться как адаптационные (мягкие) данные.

проницаемости является применение геостатистических методов. В принципе при этом могут применяться одно- и двухэтапные модели, следуя процедурам, сходным с теми, что были описаны в пункте 4.2.1.3.

Осуществляя прямое геостатистическое моделирование проницаемости (одноэтапные модели), так же как и при создании двухмерных моделей, необходимо обращать внимание на диапазон корреляции выбранной функции распределения. Помехой при таком моделировании часто является отсутствие четкой вариограммы в горизонтальном направлении (наггет-эффект).

Другой важный момент заключается в том, что, в отличие от пористости, проницаемость лучше описывается при помощи алгоритмов **моделирования**, а не **оценивания**. Фактически, если речь идет о проницаемости, предельные значения являются важнейшими составляющими процесса движения флюидов, так как они представляют собой или барьеры, или преимущественные пути перемещения флюидов. Подход, основанный на моделировании (стохастическое моделирование), позволяет соблюсти экспериментально установленную изменчивость проницаемости, сохраняя таким образом предельные значения. Традиционная процедура оценки, напротив, предполагает создание усредненной, сглаженной выборки проницаемости, отличающейся меньшей эффективностью при прогнозировании продуктивности потока.

На рис. 4.49 сопоставляются две карты проницаемости, полученные при помощи прогнозирования и моделирования соответственно. Эти две карты разительно отличаются друг от друга, несмотря на то что они созданы с применением одних и тех же достоверных скважинных данных и одной и той же функции ковариации. В смоделированной карте (правый рисунок) сохраняется некоторая степень неоднородности, что позволяет получить более реалистичное изображение результирующего распределения проницаемости.

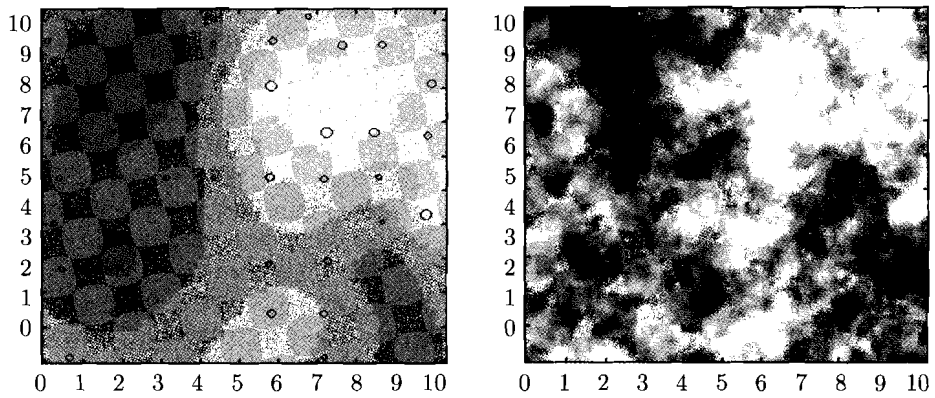


Рис. 4.49. Спрогнозированные и смоделированные карты проницаемости

Алгоритмам моделирования (стохастическим моделям), с другой стороны, присущ недостаток, состоящий в создании бесконечного числа равновероятных реализаций распределения проницаемости, так что специалистам приходится са-

мостоятельно справляться с проблемой выбора одного репрезентативного изображения.

Теоретически не существует метода, позволяющего *априори* предпочесть какую-либо одну реализацию другой. Поэтому на практике часто случайно выбирается какое-либо одно изображение как дающее представление о реальном распределении проницаемости. Хотя это приемлемо для подавляющего большинства работ, всегда важно в полной мере понимать возможные последствия такого решения.

Двухэтапные модели часто являются интересной альтернативой прямому моделированию проницаемости. В данном случае базовое распределение фаций является образцом для создания модели проницаемости. На рис. 4.50 показана трехмерная модель распределения проницаемости, соответствующая тому же самому разрезу, который представлен на рис. 4.40. Так же как и в случае с пористостью, очевидна сильная зависимость получающегося поля значений проницаемости от моделирования исходных фаций.

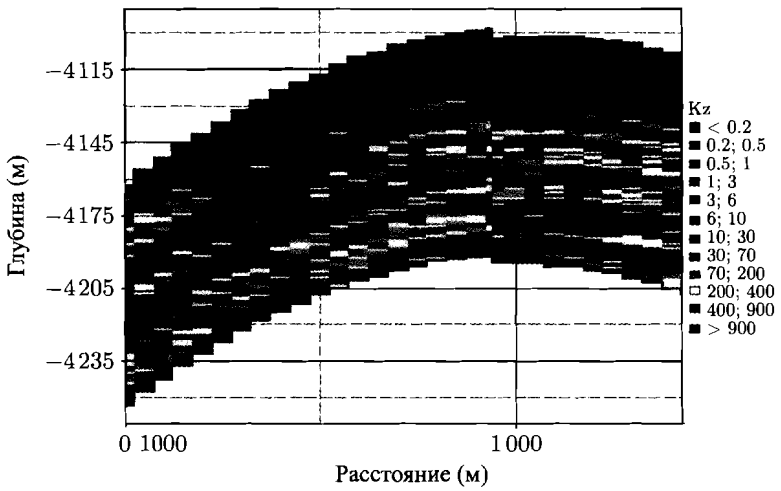


Рис. 4.50. Трехмерное моделирование проницаемости, основанное на стохастическом распределении фаций

А. Адаптация стохастических моделей к динамическим данным

Стохастические модели проницаемости обычно создаются исключительно на основании статических (геологических) данных. Это часто является проблемой на стадии гидродинамического моделирования пласта, потому что в данном случае возникает необходимость отслеживания изменений в исходной модели распределения петрофизических свойств в целях адаптации истории добычи.

В последние годы приведение стохастических моделей в соответствие с данными проницаемости по результатам ГДИС и с имеющими более общий харак-

тер промысловыми данными находится в центре внимания большого количества исследований, что продиктовано осознанием большого потенциала этого типа интеграции.

В принципе можно выделить две основные линии исследований:

- ***Априорное* ограничение**. Этот случай представляет собой традиционный подход к интеграции данных ГДИС в геостатистические модели. В этом случае результаты определенного испытания напрямую включаются в цифровую обработку как входная информация, при этом цель состоит в создании случайного поля проницаемости, воспроизводящего среднюю проницаемость по результатам ГДИС в области вокруг данной скважины. В источниках [49] и [50] рассматриваются два примера *априорного* процесса.
- ***Апостериорные* ограничения**. В данном случае геостатистическая модель изменяется после ее создания для сохранения среднего значения проницаемости по результатам ГДИС. Поэтому это обратная задача, когда некоторое известное петрофизическое поле изменяется таким образом, чтобы соответствовать некоторому апостериорному ограничению. В источниках [51] и [52] представлены два примера применения этого подхода.

В общем, цель этих методов заключается в получении средних значений проницаемости для каждой фации или геологического объекта при сохранении не только статической информации, но и имеющихся динамических данных.

В этом отношении особый интерес представляет использование данных расходометрии. Профили по данным расходомера не только являются источником базовой информации об общей продуктивности (или приемистости) скважины, они также позволяют получить схему ее вертикального распределения. Поскольку статическая (геологическая) информация всегда доступна по направлению вдоль ствола скважины, данные расходомера потенциально являются важным связующим элементом между статической и динамической моделями пласта.

Как мы уже видели в пункте 4.1.5.5, профили проницаемости могут создаваться исходя из данных расходомера, когда в распоряжении имеются проинтерпретированные результаты ГДИС. Эти профили могут сопоставляться со скорректированными макромасштабными данными проницаемости, полученными в скважинах, таким образом, они сами по себе являются ключевым этапом проверки.

В принципе, при наличии данных высокого качества данные расходомера следует рассматривать как эталонную информацию, так как они отражают реальную продуктивность месторождения. Когда находятся какие-то несоответствия, необходимо изменить макромасштабные данные, приводя их в соответствие с данными расходомера. В этом случае проблема состоит в том, чтобы найти подходящий способ изменения макромасштабных данных, который затем можно было бы применить в режиме прогнозирования, то есть к тем скважинам, для которых нет данных расходомера.

Мощным средством, позволяющим добиться такой согласованности, является применение методов оптимизации [36]. Эти методы основаны на итераци-

онном цикле, который сводит к минимуму наблюдаемую разницу между эталонным значением (проницаемость по расходомеру) и спрогнозированным значением (макромасштабная проницаемость). Итерации адаптируют средние значения проницаемости для каждой из фаций, так чтобы они соответствовали эталонным данным, полученным при помощи расходомера.

Заметьте, что для получения достоверных данных итерации должны осуществляться на нескольких скважинах одновременно. Это позволяет получить измененные значения по фациям, которые максимально соответствуют, в среднем, всем имеющимся в наличии результатам измерений расходомером. Также следует отметить, что, поскольку профили проницаемости по данным расходомера получаются наложением общего KH по результатам скважинных испытаний, соответствие данных по расходомеру, по сути, предполагает соответствие данных скважинных испытаний.

Эти методы позволяют получить превосходные результаты. На рис. 4.51 сравниваются профиль проницаемости, полученный по макромасштабным *статическим* данным на основе классификации фаций, и оптимизированный профиль, полученный итерациями. Там также показаны эталонные данные по расходомеру. Поразительно улучшение, достигнутое при согласовании для данной скважины.

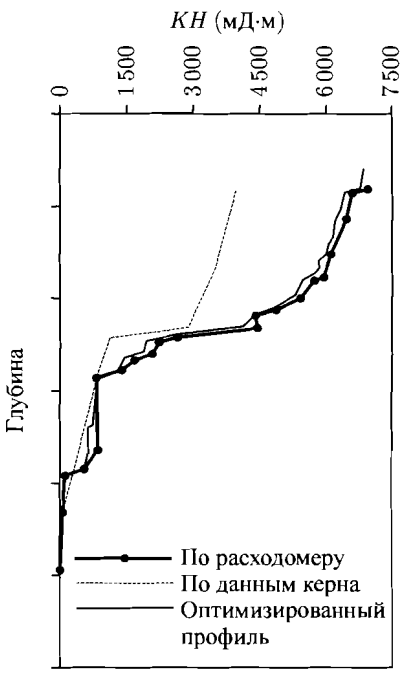


Рис. 4.51. Макромасштабный профиль, профиль по данным расходомера и оптимизированный профиль проницаемости

Однако, как это всегда имеет место при применении оптимизационных методов, делать это следует с осторожностью, так как визуально прекрасные результаты могут иногда быть получены в ущерб реальности геологического описания, например, фации с нереалистично высокими или низкими показателями проницаемости. В обязанности ученого входит контроль над их применением, например, наложение ограничений на значения, которые могут быть приписаны каждой из фаций.

В заключение отметим, что данные дебита являются важной частью информации, необходимой для определения характеристик проницаемости, потому что они являются связующим звеном между статическим описанием и динамическим поведением месторождения. Поэтому во всех проектах изучения коллекторских свойств пласта всегда следует тщательно проверять наличие и применимость этих типов данных.

Литература

[1] Neasham J. W. The morphology of dispersed clay in sandstone reservoirs and its effect on sandstones shaliness, pore space and fluid flow properties. SPE paper 6858.

[2] Sneider R. M., Erickson J. W. (1997). Rock types, depositional history and diagenetic effects, Ivishak reservoir, Prudhoe Bay Fields. SPE-RE, Febr.

[3] Carman P. C. (1956). The Flow of Gases through Porous Media. Academic Press.

[4] Berg R. (1970). Method for determining permeability from reservoir rock properties. Transactions, Gulf Coast Association of Geological Societies.

[5] Van Baaren J. P. (1979). Quick look permeability estimates using sidewall samples and porosity logs. 6th Annual European Logging Symposium Transaction.

[6] Beard D. C., Weyl P. K. Influence of texture porosity and permeability of unconsolidated sand. AAPG Bulletin 52, 2, 249–369.

[7] Lucia F. J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks — A field classification of pore space. JPT 35, 2, 629–635.

[8] Begg S. H., Gustason E. R., Deacon M. W. Characterization of a fluvial dominated delta: zone 1 of the Prudhoe Bay Field. SPE paper 24698.

[9] Ciark N. J. (1960). Elements of petroleum reservoirs, SPE-AIME.

[10] Choquette P. W., Pray L. C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG Bulletin 4, 2, 207–250.

[11] Amyx J. W., Bass D. M., Whiting R. L. (1960). Petroleum Reservoir Engineering — Physical Properties. McGraw-Hill.

[12] Dotson B. J., Slobod R. L., McCreery P. N., Spurlock J. W. (1951). Porosity measurements comparison by five laboratories. Trans. AIME, 341.

[13] Ruth D., PohJoisrinne T. (1993). The precision of grain volume porosimeters. The Log Analyst, Nov.-Dec.

[14] Reiss L. H. (1980). The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations. Ed. Technip, Paris.

[15] Worthington P. F., Daines J. M., Bratli R. K., Nicolaysen R. (1997). Comparative evaluation of core compaction corrections for clastic reservoirs. The Log Analyst, Sept.-Oct.

[16] Dewan J. T. (1983). Essentials of Modern Open Hole Log Interpretation. Penn-Well Books.

[17] Marett G., Kimminau S. (1990). Logs, charts and computers: the history of log interpretation modeling. The Log Analyst, Nov.-Dec.

[18] Kenyon W. E. (1997). Petrophysical principles of application of NMR logging. The Log Analyst, March-April.

[19] Prammer M. G., Drack E. D., Bouton J. C., Gardner J. S. (1996). Measurements of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance logging. The Log Analyst, Nov.-Dec.

[20] Epping W. J., Eggenkamp I. M., Reid I. Added value from NMR measurements to characterise gas reservoirs in the UK Southern North Sea. SPE paper 56944.

[21] Chang D., Vinegar H., Morriss C., Straley C. (1997). Effective porosity, producible fluids and permeability in carbonates from NMR Logging. The Log Analyst, March-April.

[22] Solanet F., Khatchikian A., Breda E. (1998). NMR as standard porosity tool in the San Jorge Basin: log responses and applications. SPE-REE, Dec.

[23] Woodhouse R. (1988). Accurate reservoir water saturation from oil-mud cores: questions and answers from Prudhoe Bay and beyond. The Log Analyst, May-June.

[24] Leverett M. C. (1941). Capillary behaviour in porous solids. Trans. AIME.

[25] Anderson W. G. (1986). Wettability literature survey. Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effect of core handling on wettability. JPT, Oct.

[26] Archie G. E. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Trans. AIME.

[27] McCoy D. D., Warner Jr. H. R., Fisher T. E. (1997). Water salinity variations in the Ivishak and Sag Rivers reservoirs at Prudhoe Bay. SPE-RE, Febr.

[28] Pirson S. J. (1963). Handbook of Well Log Analysis. Prentice-Hall Inc.

[29] Myers M. T. Pore combination modeling: a technique for modeling the permeability and resistivity properties of complex pore systems. SPE paper 22662.

[30] Klinkenberg L. J. (1941). The permeability of porous media to liquids and gases. Drill and prod. Prac.

[31] Jones S. C. The profile permeameter: a new, fast, accurate minipermeameter. SPE paper 24757.

[32] Georgi D. T., Jones S. C. Application of pressure decay profile permeametry to reservoir description. SPEN Cpaper 9212.

[33] Timur A. (1968). An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationships for sandstones reservoirs. The Log Analyst 9, 4.

[34] Sen P. N., Straley C., Kenyon W. E., Whittingham M. S. (1990). Surface to volume ratio, charge density, nuclear magnetic relaxation and permeability in clay bearing sandstones. Geophysics 55, 1.

[35] Earlougher R. C. Advances in well test analysis. SPE Monograph 5.

[36] Mezghani M., Van Lingen P., Cosentino L., Sengul M. Conditioning geostatistical models to flowmeter data. SPE paper 65122.

[37] Nelson P. H. (1994). Permeability-porosity relationships in sedimentary rocks. The Log Analyst, May-June.

[38] Wendt W. A., Sakurai S., Nelson P. H. (1986). Permeability prediction from well logs using multiple regression. *In:* Reservoir Characterization. Academic Press, 181–221.

[39] Coates G. R., Dumanoir J. L. (1973). A new approach to improved log derived permeability. SPWLA 14th Annual Logging Symposium. Lafayette.

[40] Kolodzie S. Analysis of pore throat size and use of the Waxman Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. SPE paper 9832.

[41] Mohaghegh S., Ameri S., Arefi R. (1996). Virtual measurement of heterogeneous formation permeability using geophysical well log responses. The Log Analyst, March-April.

[42] Rogers S. J., Chen H. C., Kopaska-Merkel D. C., Fang J. H. (1995). Predicting permeability from porosity using artificial neural network. AAPG Bulletin, Dec.

[43] Ahmed U., Crary S. F., Coates G. R. (1991). Permeability estimation: the various sources and their interrelationships. JPT, May.

[44] Cobb W. M., Marek F. J. Net pay determination for primary and waterflood depletion mechanisms. Paper SPE 48952.

[45] Wenlong Xu., Tran T. T., Srivastava R. M., Journel A. G. Integrating seismic data in reservoir modeling: the collocated cokriging alternative. SPE paper 24742.

[46] Kalkomey C. T. (1997). Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties. The Leading Edge, March.

[47] Doyen P. M., den Boer L. D., Pillet W. R. Seismic porosity mapping in the Ekofisk field using a new form of collocated cokriging. SPE paper 36498.

[48] Gastaldi C., Biguenet J. P., De Pazzis L. (1997). Reservoir characterization from seismic attributes: an example from the Peciko Field (Indonesia). The Leading Edge, March.

[49] Deutsch C. V. (1993). Conditioning reservoir models to well test information. Transaction of the 1992 Convention on Geostatistics, Troia. Kluwer Academic Pub.

[50] Holden L., Madsen R., Jakobsen K. A., Tiolsen C. B., Vik S. Use of well test data in stochastic reservoir modelling. SPE paper 30591.

[51] Blanc G., Guerillot D., Rahon D., Roggero F. Building geostatistical models constrained by dynamic data — A posteriori constraints. SPE paper 35478.

[52] Hu L. Y., Le Ravalec M., Blanc G., Roggero F., Noetinger B., Haas A., Corre B. Reducing uncertainties in production forecasts by constraining geological modeling to dynamic data. SPE paper 56703.

Глава 5

Подсчет геологических запасов, OHIP

Определение начальных геологических запасов нефти, OHIP (Original Hydrocarbon In Place), обычно является завершающей стадией изучения геологии.[1] На этой стадии описание внутреннего и внешнего строения продуктивного пласта и характеристик свойств пород коллектора наконец находит количественное выражение в виде числа, которое обозначает количество нефти и/или газа в продуктивном пласте до начала его разработки.

Показатель OHIP является одним из важнейших параметров на любом нефтяном месторождении. Несмотря на то что экономическая значимость проекта в гораздо большей степени зависит от извлекаемых запасов данного месторождения (то есть экономически рентабельная часть OHIP), OHIP является параметром, который позволяет получить наиболее четкое представление о размерах залежи углеводородов и, как следствие, о предполагаемых проектах разработки месторождения.

В рамках комплексного исследования продуктивного пласта значимость точного определения значения OHIP также связана с потенциальной пластовой энергией, которой обладает данный запас углеводорода, которая также зависит от сжимаемости нефтяной и газовой фаз. Как будет обсуждаться в главах 6 и 7 (посвященных описанию динамической модели пласта и численному моделированию), значение OHIP является важнейшим параметром для определения различных источников пластовой энергии и их относительной значимости. Неверное определение OHIP пришлось бы компенсировать соответственно неверным определением других пластовых параметров (например, сжимаемости порового пространства) для того, чтобы согласовать имеющуюся динамическую информацию. А это, естественно, привело бы к ошибкам на стадии прогнозирования.

Основной процедурой для определения OHIP является приблизительный подсчет объема углеводорода на основании геологических данных. Методы материального баланса также в некоторых случаях позволяют очень достоверно оценить запасы, но в то же время им присущи некоторые ограничения, которые обычно связаны с качеством имеющихся динамических данных. С другой стороны, моделирование пласта-коллектора не позволяет независимо определить OHIP, так как показатель, получаемый в результате применения этой модели, является только отражением входных геологических параметров.

---

[1] Обозначения OHIP и N (так часто обозначаются балансовые запасы нефти в области исследования и разработки пластов-коллекторов) будут использоваться в этом тексте как взаимозаменяемые.

В следующих разделах будут рассматриваться традиционные объемные методы для расчета ОНІР, как детерминистские, так и вероятностные. Также кратко будут описаны методы материального баланса.

5.1. Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов углеводородов

Подсчет первоначально содержащихся в пласте углеводородов при пластовых условиях (N_R) основывается на хорошо известном уравнении:

$$N_R = GBVN/G\phi(1 - Sw), \tag{5.1}$$

где GBV — суммарный валовой объем коллектора, м^3; N/G — коэффициент песчанистости, доли ед.; ϕ — пористость, доли ед.; Sw — водонасыщенность, доли ед.

Когда известны средние значения этих параметров для данного продуктивного пласта, определение балансовых запасов нефти не представляет сложностей.

Однако в большинстве случаев пласт-коллектор описывается при помощи карт (или трехкоординатных сеток) соответствующих геологических параметров, поэтому представленное выше уравнение должно применяться ко всем узлам опорной сетки, применяемой для построения статической модели.

Получаемая в результате карта (или трехкоординатная сетка) часто называется **эквивалентной картой продуктивных толщин**, так как она представляет собой (теоретически) толщину слоя углеводорода на всех участках пласта. Эта карта позволяет получить картину пространственного распределения углеводородов, а ее математическое интегрирование по площади дает итоговое значение ОНІР. На рис. 5.1 показан пример такой карты.

Как уже упоминалось, уравнение (5.1) позволяет получить значение ОНІР при пластовых условиях. Если речь идет о нефти, соотношение, которое дает возможность установить соответствующее значение параметра при поверхностных условиях (N), выглядит следующим образом:

$$N = \frac{N_R}{B_0},$$

где B_0 — это объемный коэффициент нефти, который выражается как м^3/м^3. Объемный коэффициент нефти определяется как соотношение объема нефти в пластовых условиях и объема нефти, приведенного к нормальным условиям, и в значительной мере зависит от пластового давления.

Следует заметить, что применение столь элементарной формулы не является такой простой задачей, как это может показаться, потому что для объемного коэффициента нефти может быть получено несколько значений. Как будет более подробно описано в пункте 6.2.4, обычно в распоряжении инженера-разработчика оказываются различные результаты замеров B_0, в зависимости от типа



Рис. 5.1. Эквивалентная карта толщины слоя углеводорода (с разрешения PDVSA E&P)

эксперимента, проведенного на образцах пластового флюида. В подавляющем большинстве случаев мы имеем B_0 по **результатам дифференциального разгазирования, однократного разгазирования и по результатам тестирования на сепараторе**, причем все они различаются, в особенности когда речь идет о легких и летучих видах нефти. Кроме того, также можно определить **комплексный** B_0 посредством объединения дифференциального B_0 и результатов тестирования на сепараторе.

Также следует заметить, что все эти значения параметра B_0 будут в некоторой степени *неверными*, потому что по своей сути OHIP *при поверхностных условиях* является гипотетическим показателем, получить который фактически невозможно (если только не рассматривать теоретически возможный 100 % коэффициент отдачи). С другой стороны, любое из этих значений может использоваться, когда необходима качественная оценка OHIP при поверхностных условиях.

В любом случае рекомендуется применять комплексный B_0, потому что в этом случае учитываются и процесс истощения коллектора, и фактические поверхностные условия при тестировании на сепараторе, что позволяет наиболее точно воспроизвести общее поведение запасов нефти в продуктивном пласте.

Кроме того, поскольку обыкновенно при расчетах на основе материального баланса применяется составной объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, его применение для определения OHIP позволяет сравнить эти два метода и является гарантом сопоставимости результатов.

Тем не менее следует заметить, что применение OHIP в пластовых условиях (5.1) позволяет устранить неоднозначность, связанную с выбором B_0 для расчета показателя в поверхностных условиях, делая возможной верную и непротиворечивую оценку количества углеводорода, фактически присутствующего в пласте.

5.1.1. Детерминированная оценка

Детерминированная оценка OHIP осуществляется за счет простого объединения двух- и трехкоординатных сеток различных геометрических и петрофизических параметров, которые присутствуют в уравнении (5.1) в рамках описанной выше методики. Заметьте, что, когда имеются различные модели распределения в виде координатных сеток, такое определение OHIP сводится к быстрой и простой математической операции.

Детерминированная оценка — это метод, традиционно применяющийся для вычисления OHIP со времен зарождения нефтедобывающей промышленности. При применении этой методики все различные входные параметры рассчитываются детерминированно, без учета возникающей в связи с этим неопределенности. Другими словами, модели распределения этих геологических параметров считаются безошибочными, даже если это явно не так.

Процесс построения геологической модели исходя из некоторого объема рассеянных данных (скважин) характеризуется наличием неопределенности на всех стадиях, возникающей вследствие случайных и систематических ошибок, недостатка репрезентативных данных, проблем интерпретации и так далее. Мы можем принять решение игнорировать эту неопределенность, но при этом мы должны отдавать себе отчет, что получающиеся в результате детерминированные оценки могут оказаться в значительной мере неверными.

На самом деле конечное детерминированное значение OHIP является только одним частным результатом определенного процесса интерпретации. Поэтому при выборе другого подхода, например, другой модели интерпретации каротажных данных или даже другого алгоритма пересчета по регулярной сетке, будет получено другое значение OHIP.

Конечно же, нам не следует преуменьшать психологическую значимость этого единственного результата, показателя OHIP. Ученые, занимающиеся пластовыми исследованиями, всегда стремились к поиску единственного значения OHIP, возможно, потому, что такой подход является более простым и быстрым. Менеджерам неопределенность и вероятность также нередко доставляют неудобства, и, с этой точки зрения, можно с уверенностью сказать, что в нефтяной промышленности преобладает своеобразная *культура детерминизма*.

С другой стороны, вероятностный подход к оценке запасов углеводорода

позволяет гораздо полнее оценить неопределенность, связанную с процессом оценки, а также лучше определить точность полученных результатов.

В заключение заметим, что ученые-геологи и геофизики должны понимать преимущества применения такого подхода и обучать менеджеров правильно обращаться с вероятностным распределением значений OHIP.

5.1.2. Вероятностная оценка

В принципе вероятностный подход позволяет гораздо успешнее справиться с проблемой исчисления OHIP.

Вероятностная оценка предполагает учет неопределенности, связанной с различными параметрами, вовлеченными в расчеты. Поэтому простейший подход заключается в рассмотрении переменных уравнения (5.1) вероятностным способом, приписывая им функции распределения вместо единственного детерминированного значения.

Это так называемый метод Монте-Карло. В своем самом простом, безразмерном приложении он сводится к случайному отбору распределений входных параметров, для того чтобы создать вероятностную функцию распределения интересующей нас переменной, в данном случае OHIP. Эта процедура представлена на рис. 5.2.

В рамках комплексного исследования коллекторских свойств пласта простой метод Монте-Карло не является стандартной процедурой, потому что в большинстве случаев входные параметры продуктивного пласта описываются посредством схем пространственного распределения (двух- или трехкоординатных сеток), а не моделируются при помощи безразмерных функций распределения.

При этих условиях вероятностное моделирование представляет собой эффективный метод моделирования неопределенности в OHIP. Этот метод позволяет выявить неопределенность, связанную с каждым входным параметром, за счет создания наборов равновероятных реализаций. Позднее совокупность реализаций по различным параметрам позволяет оценить неопределенность, связанную с показателем OHIP. Более подробно проблема оценки неопределенности посредством вероятностного моделирования рассматривается в пункте 3.3.3.1, а типичные результаты представлены на рис. 3.20.

Более быстрый подход предполагает детерминированное моделирование свойств, отличающихся меньшей степенью неопределенности, и применение вероятностного подхода по отношению к наиболее значимым параметрам. Альтернативные методы, основанные на экспериментальном проектировании, позволяют исследовать пространство неопределенности с применением ограниченного набора вероятностных моделей [1]. Еще один метод, позволяющий ускорить процесс вероятностной оценки основывается на совместном использовании методов Монте-Карло и вероятностного моделирования [2].

Наконец, необходимо отметить, что оценка неопределенности, связанной с расчетной величиной OHIP, позволяет ученому-геологу или геофизику получить

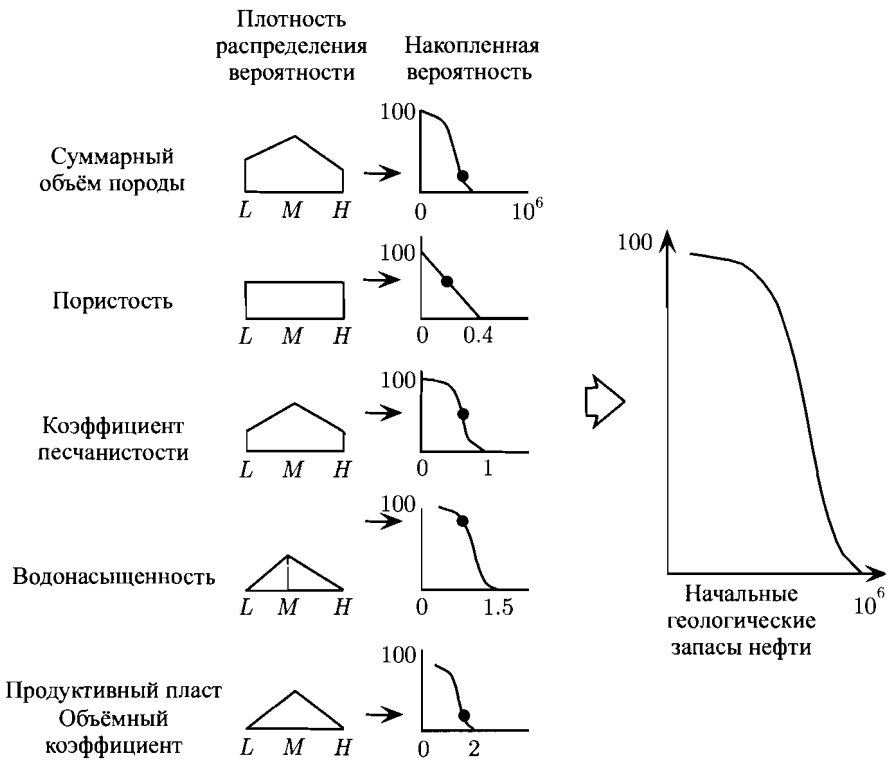


Рис. 5.2. Метод вероятностной оценки Монте-Карло

гораздо более полное представление о возможных источниках несогласованности, которые могут появиться на последующих этапах исследования. Так, например, если в численной модели смоделированное давление оказывается слишком низким, это может быть связано с неверным выбором входного геологического параметра в данной модели, следствием чего является заниженное значение OHIP. Значительная неопределенность в оценке OHIP, проявляющаяся в значительном разбросе вычисленных значений, является логическим обоснованием в пользу выбора альтернативной геологической модели вместо изменения других пластовых параметров.

5.2. Оценка методами материального баланса

Уравнение материального баланса отражает закон сохранения материи в приложении к нефтяным пластам. Проще говоря, оно соотносит полезный объем свободного порового пространства пласта вследствие добычи с расширением пластовых флюидов.

Уравнение материального баланса на протяжении многих лет используется для расчетов начальных запасов углеводорода в пласте. Результаты таких расчетов имеют большое значение, поскольку они в значительной степени независимы

от параметров, которые используются при объемной оценке, таким образом позволяя получить совершенно независимую оценку OHIP.

Более подробно этот метод рассматривается в пункте 6.6 и в приложении 1. Здесь будет достаточно упомянуть, что возможность определения OHIP с опорой на уравнение материального баланса связана с некоторыми допущениями, которые приведены ниже:

- **Равновесие давлений**. Предполагается, что пластовое давление в конкретный момент времени одинаково на всем протяжении продуктивного пласта. Это очень важное допущение, так как способность породы-коллектора и флюидов расширяться зависит от преобладающего пластового давления. Определение репрезентативного снижения давления в зависимости от времени, возможно, является самым важным фактором при применении метода материального баланса. Более того, для получения значимых результатов необходимо значительное падение давления.

- **Достоверные данные добычи**. В уравнении материального баланса объем освобождаемого порового пространства выражается в показателях добычи нефти, газа и воды. Поэтому достоверность этих данных является важнейшим условием получения точных результатов. При проверке качества имеющихся данных и применении необходимых поправок необходимо соблюдать осторожность.

- **Репрезентативные данные PVT**. Соотношения давление–объем–температура пластовых флюидов также оказывают значительное влияние на конечные результаты. Обычно считается, что комплексные данные (см. пункт 6.2.4.2) наиболее точно отражают систему пласт–скважина–сепаратор.

В следующих разделах будет кратко описан метод материального баланса в его приложении к нефте- и газонасыщенным коллекторам.

5.2.1. Газовые пласты

Уравнение материального баланса для газовых пластов значительно проще, чем для залежей нефти. Вследствие очень высокой сжимаемости газа, некоторые из параметров, которые присутствуют в общей формуле, например расширение породы-коллектора и связанной воды, вполне могут быть отброшены, и тогда уравнение примет следующий вид:

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i}\left(1 - \frac{G_p}{G}\right), \tag{5.2}$$

где P — это давление, Z — коэффициент сжимаемости газа, G — начальные геологические запасы газа, а G_p — добытый газ. Подстрочный индекс i обозначает начальные условия.

Заметьте, что это уравнение дает на графике прямую линию, отрезок которой, отсекаемый на оси абсцисс, дает значение начальных геологических запасов газа G. На рис. 5.3 представлен типичный пример графиков такого типа.

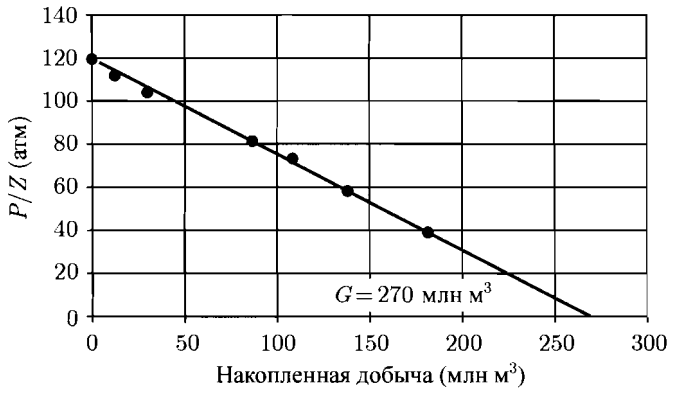


Рис. 5.3. Накопленная добыча

Из-за высокой подвижности газа получение на графике достаточно однозначной прямой является вполне обычным для газовых месторождений, особенно при средней и высокой проницаемости пласта. Однако также достаточно часто встречаются искривления прямой вверх или вниз, которые соответственно могут быть связаны с оттоком или притоком флюида в систему. Типичными примерами являются случаи интерференции с другими залежами или притоком из водоносного горизонта. Уплотнение пород пласта также может послужить причиной нелинейности графика P/Z.

Когда удается четко проследить тенденцию зависимости P/Z, подход к определению OHIP на основе материального баланса, возможно, является наилучшим из доступных методов. Результаты подсчета запасов нефти необходимо перепроверять на наличие несоответствий в тех случаях, когда отмечаются значительные различия. Так, например, один из типичных источников различий связан с возможной прерывистостью продуктивного пласта на изолированные блоки вследствие присутствия в нем непроводящих разломов. В любом случае необходимо постараться найти некоторое разумное объяснение наблюдаемых различий.

5.2.2. Нефтяные пласты

В прошлом на протяжении многих лет материальный баланс был единственным подходом при подсчете OOIP. При этом использовались различные формулы общего уравнения материального баланса, в зависимости от преобладающего типа режима работы пласта. Поэтому недонасыщенные коллекторы нефти, коллекторы нефти с режимом растворенного газа, коллекторы с водонапорным режимом, коллекторы с газонапорным режимом и режимом уплотнения пласта обычно описывались с использованием упрощенных форм общего уравнения (уравнение А.1 в приложении).

Сегодня, несмотря на широкое распространение численных методов, материальный баланс все еще является значимым методом подсчета объема углеводородов в пласте.

В принципе расчет OOIP может осуществляться как напрямую, посредством выражения уравнения материального баланса как функции единственного неизвестного N, так и с применением графических методов, которые позволяют одновременно определить показатель N плюс некоторый вторичный параметр, связанный с дополнительным источником энергии, обычно объем газовой шапки или приток воды. Хорошо известны методы, предложенные Havlena и Odeh [3], которые используются главным образом для этого типа оценки. На рис. 5.4 показан один пример расчета OOIP для относительно простого случая недонасыщенного коллектора нефти с активным притоком в водоносной зоне.

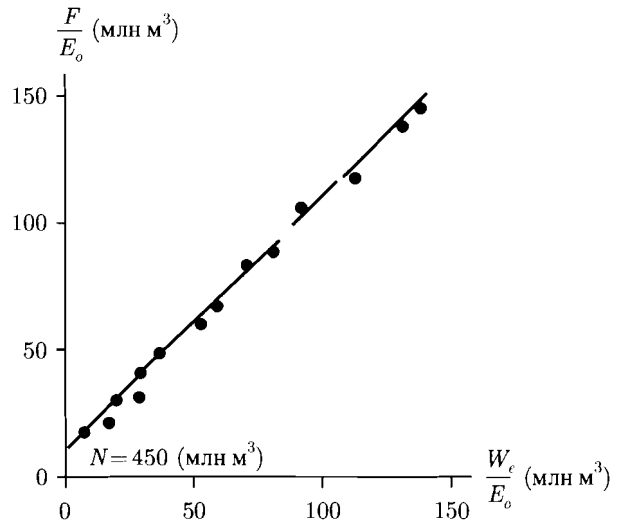


Рис. 5.4. Расчет OOIP на основании материального баланса

Во всех случаях значение N, определяемое на основании расчетов методом материального баланса, следует проверять, сопоставляя его с объемными подсчетами OOIP по результатам геологических исследований. Эти две оценки никогда не будут точно совпадать, и любую разницу, превышающую, скажем, 10 %, следует тщательно изучать. Когда дефекты в любой из этих техник исключены и при наличии достоверных оценок на основе материального баланса, могут возникнуть две ситуации:

- **Метод материального баланса дает более низкий показатель OOIP, чем объемный подсчет**. В этом случае несоответствие может быть связано с различиями в исследуемом объеме продуктивного пласта, например, когда речь идет о трещиноватых коллекторах, где некоторые блоки, ограниченные разломами, не сообщаются с основной продуктивной частью пласта.

- **Метод материального баланса дает более высокий показатель OOIP, чем объемный подсчет**. Так как материальный баланс позволяет оценить то, что Шильтус назвал *активными запасами нефти* [4], возможно, что при объемных подсчетах применялись слишком жесткие граничные значения и что часть нефти, запертая в породах с низкой пористостью, способствует общему увеличению мощности пласта.

Конечно же, можно привести и другие ситуации, которые могут объяснить наблюдаемые различия результатов, полученных методом объемного подсчета и методом материального баланса. Однако эти два метода основываются на абсолютно различных подходах к проблеме оценки, и как только были исследованы возможные причины различий, не следует любыми путями пытаться согласовать полученные результаты. Это, в свою очередь, предполагает, что в принципе сходство результатов не должно считаться мерой точности каждого из этих методов.

Литература

[1] Damsleth E., Hage A., Volden R. (1992). Maximum information at minimum cost: A North Sea development study with experimental design. JPT, Dec.

[2] Linjordet A., Nielsen P. E., Siring E. (1997). Heterogeneities modelling and uncertainty quantification of the Gullfaks Sor Brent formation in place hydrocarbon volume. SPE-FE, Sept.

[3] Havlena D., Odeh A. S. (1963). The material balance as the equation of a straight line. JPT, August.

[4] Schilthuis R. J. (1936). Active oil and reservoir energy. Trans. AIME.

Глава 6

Основы разработки

Любое изучение пласта предполагает рассмотрение основных параметров разработки коллекторов. Обычно эта задача выполняется посредством сбора и анализа основных динамических данных продуктивного пласта, таких как параметры породы-коллектора и флюида, данные давления, а также динамика добычи и нагнетания воды в пласт. Затем эта информация используется в качестве входных данных для построения цифровой гидродинамической модели.

Однако в рамках комплексного изучения коллекторских свойств пласта основная работа по проектированию разработки коллекторов не должна рассматриваться просто как стадия сбора и анализа данных. В этом отношении следует отметить по крайней мере два важных момента:

- **Интеграция с геологической моделью**. Каждая отдельная задача проектирования разработки коллекторов определенным образом связана с геологической моделью. Данные давления, динамика добычи и нагнетания воды в пласт, специальный анализ керна и свойств флюидов должны рассматриваться в рамках имеющейся геологической структуры, тогда как эти данные являются важным источником обратной связи для обновления самой геологической модели. Большинство из возможностей этой интеграции подробно обсуждались в главе 3. Таким образом, сбор и анализ данных для проектирования разработки коллектора должен осуществляться в тесном сотрудничестве с геологами, занятыми в проекте.

- **Интеграция с гидродинамической моделью**. Основные данные исследования и разработки коллекторов могут стать источником бесценной информации о **динамической модели** продуктивного пласта, то есть совокупности механизмов разработки, которые определяют его источник энергии вытеснения на каждой из стадий эксплуатации месторождения. В свою очередь подобающее понимание и описание динамической модели является непременным условием для последующей стадии гидродинамического моделирования. Поэтому базовые методы исследования и разработки коллекторов следует использовать для определения относительной значимости каждого параметра в совокупной динамике добычи посредством соответствующего определения динамических характеристик пласта-коллектора.

Задача этой главы состоит в рассмотрении задач проектирования разработки коллектора, которые должны выполняться в рамках типичного комплексного изу-

чения коллекторских свойств пласта, а также в определении их связей с другими стадиями такого комплексного исследования.

В первой части этой главы будет дана качественная оценка основных режимов вытеснения пласта. В последующих разделах мы сосредоточимся на физико-химических свойствах флюидов (PVT), характеристиках взаимодействия пород пласта и флюидов, а также на моделировании давления и насыщенности.

И наконец, последняя часть главы будет посвящена некоторым из наиболее полезных методов проектирования разработки коллекторов, которые могут применяться для исследования и описания механики пласта — материальному балансу и моделированию линий тока.

6.1. Естественные режимы разработки пласта

Под естественными режимами разработки понимается использование той энергии в пласте, которая позволяет флюидам протекать через поровую сеть в скважины. В своем простейшем определении пластовая энергия всегда связана с тем или иным видом **расширения**.

Существует несколько типов расширения внутри и снаружи продуктивного пласта, которые действуют при извлечении флюида из коллектора. Внутри продуктивного пласта расширение углеводородов, связанной воды и самой породы-коллектора дает энергию для движения флюида. Вне продуктивной зоны расширение газовой шапки и/или водоносного слоя также может придать пласту значительное количество энергии. В этом случае расширение внешней фазы вызывает ее приток в пласт и в конечном итоге приводит к процессу **вытеснения**.

Существует пять основных типов режимов, которые обычно используются для классификации динамического поведения пласта-коллектора:

1. Расширение добываемого флюида (нефти)
2. Режим растворенного газа
3. Водонапорный режим
4. Газонапорный режим
5. Режим уплотнения пласта

Очень немногие пласты точно попадают под одну из этих категорий. На самом деле в большинстве случаев основной механизм добычи для данного коллектора может меняться в ходе эксплуатации месторождения. Так, например, в недонасыщенных коллекторах нефти добыча обычно осуществляется в условиях расширения флюида на начальном этапе эксплуатации до тех пор, пока пластовое давление не упадет ниже давления насыщения. На данном этапе начинает доминировать режим растворенного в нефти газа. Кроме того, в большинстве случаев в любое время в данном продуктивном пласте активными являются несколько режимов, поэтому наиболее распространенным режимом добычи может быть назван *смешанный режим*.

Для любого моделирования поведения пласта первостепенную важность имеет понимание основных энергетических ресурсов пласта на различных стадиях эксплуатации месторождения. Воздействие каждой составляющей пластовой энергии должно количественно определяться заранее и явно вноситься в качестве входных данных в модель разработки пласта.

Анализ данных добычи по данному месторождению наряду с верным определением характеристик флюида и свойств породы-коллектора обычно позволяет получить достаточно полное представление об энергетических режимах пласта.

В следующих разделах будут рассматриваться главные характеристики основных механизмов вытеснения с указанием наиболее важных параметров для каждого из них.

6.1.1. Расширение флюида

Расширение флюида происходит как следствие снижения давления в результате истощения пласта. В таких условиях при отсутствии притока извне пластовый флюид вытесняет себя сам.

В газовых и газоконденсатных коллекторах расширение флюида часто представляет собой доминирующий механизм вытеснения, на который приходится добыча значительной части геологических запасов углеводорода. И наоборот, когда речь идет о недонасыщенных коллекторах нефти, расширение жидкой фазы лишь в незначительной мере способствует добыче, поскольку в таких случаях сжимаемость нефти бывает очень низкой, особенно это касается нефти средней и высокой плотности.

В недонасыщенных коллекторах нефти, где добыча осуществляется за счет расширения флюида, давление падает очень быстро, тогда как эксплуатационный газовый фактор, GOR (Gas-Oil-Ratio), остается постоянным и равным исходному газосодержанию, Rs_i.

Типичные показатели нефтеотдачи для этих коллекторов составляют $1-2\,\%$ от OOIP. Более высокие показатели нефтеотдачи, которые, однако, обычно не превышают $5\,\%$, могут быть получены для летучих видов нефти или в тех случаях, когда расширение породы-коллектора и связанной воды играет значительную роль. Тем не менее, в большинстве случаев за первоначальным расширением жидкости следует выделение газа, что способствует значительному уменьшению градиента естественного снижения пластового давления.

В заключение отметим, что расширение флюида, по сути, является наименее эффективным механизмом вытеснения и, как правило, требует привлечения дополнительных внешних источников энергии.

6.1.2. Режим растворенного газа

Когда давление в пласте падает ниже уровня давления насыщении, происходит высвобождение газа из жидкой углеводородной фазы. Режим растворенного газа обозначает процесс расширения газовой фазы, способствующий вытеснению остаточной жидкой фазы.

Сначала выделяющийся газ будет расширяться, а не течь, до тех пор, пока насыщение не достигнет своего порогового значения, которое называется предельным значением газонасыщенности. Обычно показатели критической газонасыщенности варьируют от 2 до 10 %. При достижении этого значения газ начинает течь со скоростью, пропорциональной его насыщенности. Чем больше падает давление, тем быстрее выделяется газ, способствуя дальнейшему снижению давления, таким образом получается своеобразная цепная реакция, которая быстро приводит к истощению продуктивного пласта.

На поверхности коллекторы с режимом растворенного газа в принципе характеризуются быстрым увеличением газового фактора и уменьшением дебита по нефти, тогда как падение давления обычно бывает не таким значительным, как при расширении жидкой фазы. Вода при этом, как правило, не добывается или добывается в небольшом количестве. Идеальное поведение месторождения при истощении в режиме растворенного газа приводится на рис. 6.1.

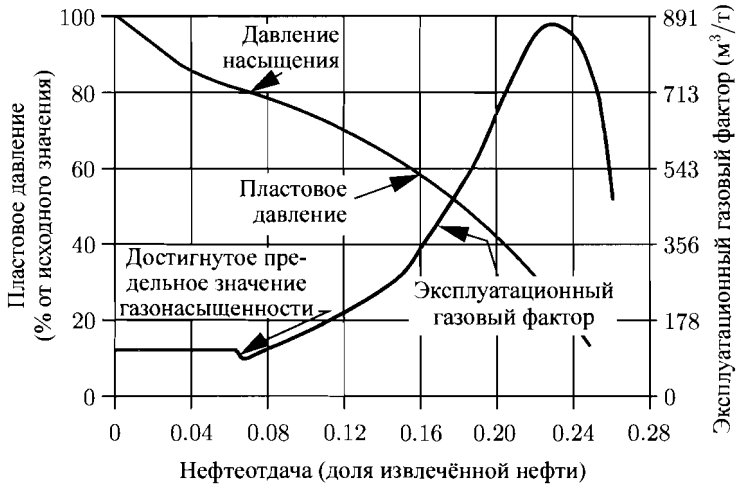


Рис. 6.1. Идеальное эксплуатационное поведение коллектора нефти с режимом растворенного газа

Можно заметить, что кривая газового фактора имеет особую форму, при этом газовый фактор имеет тенденцию оставаться постоянным и равным исходному Rs_i, пока пластовое давление находится ниже точки насыщения; затем он слегка понижается, пока не будет достигнуто предельное значение газонасыщенности. Это понижение связано с наличием в пласте некоторого количества газа, который невозможно мобилизовать. После достижения предельного значения насыщения газовый фактор быстро повышается и в конце концов снова падает к концу периода эксплуатации месторождения, когда давление в пласте приближается к давлению истощения. Конечный коэффициент нефтеотдачи в продуктивных пластах этого вида обычно является достаточно низким, варьируя в пределах приблизительно от 7 до 35 % от OOIP.

Самым важным параметром в коллекторах нефти с режимом растворенного газа является относительная проницаемость для системы газ–нефть. Фактически рост кривой газового фактора связан с повышением проницаемости газа в сравнении с нефтью по мере увеличения его насыщенности. Чем ниже предельное значение газонасыщенности, тем быстрее будет мобилизовываться и добываться газ, таким образом убыстряя истощение пласта и препятствуя извлечению остатков нефти. На рис. 6.2 показаны 2 набора данных относительной проницаемости в системе газ–нефть, соответствующих идеальным предельным случаям. Для кривой справа характерно более благоприятное отношение подвижности, если речь идет о нефтеотдаче.

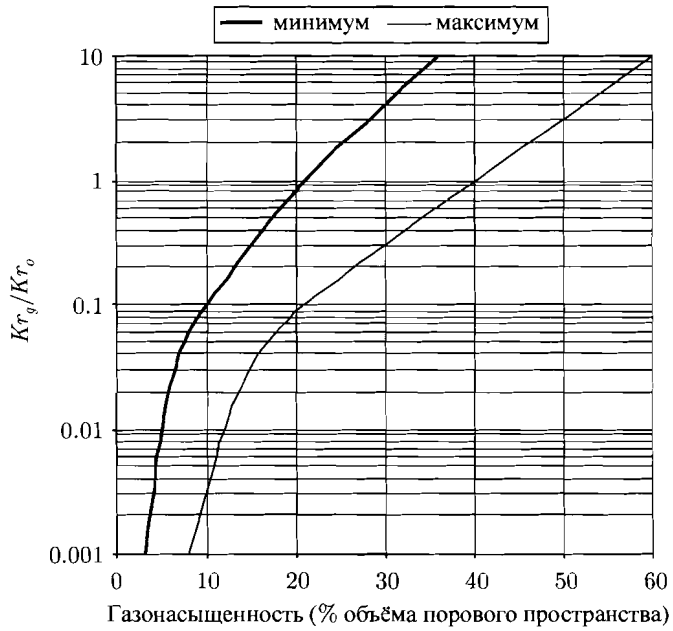


Рис. 6.2. Кривые относительных фазовых проницаемостей для системы газ–нефть

По этой причине наличие набора достоверных кривых относительной проницаемости для системы газ–нефть является абсолютно необходимым для оценки коллектора нефти с режимом растворенного газа. Когда это возможно, кривые, полученные в лаборатории, также следует сравнивать с промысловыми значениями Kr_g/Kr_o (см. пункт 6.3.2.1).

Другие параметры породы-коллектора и флюида влияют на показатели производительности коллектора нефти с режимом растворенного газа в меньшей степени.

Гравитационное разделение

Применительно к коллекторам нефти с режимом растворенного газа важным моментом является влияние гравитации. Обычно считается, что в коллекторах

такого типа воздействие гравитации является пренебрежимо малым. При этом важно учесть, что нефтеотдача не зависит от дебита и что в коллекторах такого типа добыча может вестись с максимальным темпом. Тем не менее, при некоторых благоприятных условиях воздействие гравитации может вызвать разделение фаз в продуктивном пласте. В таких случаях газ не добывается, а скорее мигрирует по направлению к кровле пласта, образуя вторичную газовую шапку, которая, в свою очередь, способствует поддержанию в пласте постоянного давления.

О наличии гравитационного разделения в продуктивном пласте часто может свидетельствовать эксплуатационное поведение месторождения. Так, например, при воздействии гравитации скважины, расположенные ближе к купольной части пласта, будут отдавать нефть с более высоким газовым фактором, чем те скважины, которые располагаются по падению пласта. Еще одним важным источником информации является степень успешности ремонтных работ, направленных на понижение эксплуатационного газового фактора посредством перекрывания самых верхних перфорированных отверстий. Однако наиболее важным признаком воздействия гравитации является стабильный или только незначительно увеличивающийся газовый фактор.

На рисунке 6.3 показаны профили добычи по двум нефтяным месторождениям, на обоих из которых добыча ведется в режиме растворенного газа. Практически неизменный профиль свидетельствует о том, что в одном из данных двух продуктивных пластов имеет место процесс гравитационного разделения (сплошная линия). Оба этих месторождения содержат приблизительно одинаковые геологические запасы нефти, но, как можно заметить, суммарная добыча и, соответственно, совокупная нефтеотдача значительно различаются в этих двух случаях. На самом деле различное поведение коллекторов связано с различием геологических характеристик: один из них сложен линзовидными песчаными горизонтами с проницаемостью от средней до низкой, а другой состоит из пластовых морских песчаных горизонтов с большой протяженностью и высокой вертикальной проницаемостью. Во втором случае условия благоприятствуют гравитационному разделению.

Гравитационное разделение, когда оно присутствует, играет важную роль в производительности месторождения. Показатели нефтеотдачи могут оказаться значительно выше, и по этой причине, когда существуют благоприятные условия для воздействия гравитации, скважины часто эксплуатируются с низким дебитом, что способствует разделению фаз в пласте-коллекторе.

6.1.3. Водонапорный режим

Многие коллекторы углеводородов связаны по падению пласта с естественными водоносными горизонтами, которые могут представлять собой значительные источники энергии пласта. По мере добычи нефти давление в пласте понижается, и, когда перепад давления достигает водоносного горизонта, вода начинает расширяться и проникает в пласт. Таким образом, в этом случае механизм до-

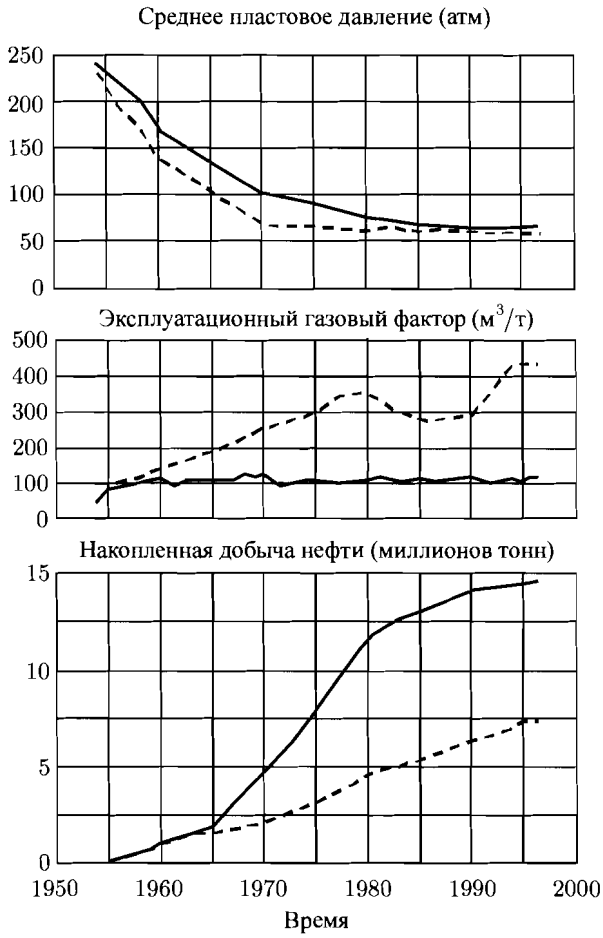


Рис. 6.3. Влияние гравитации на нефтеотдачу 2 коллекторов нефти с режимом растворенного газа

бычи связан с процессом вытеснения, потому что расширение главным образом имеет место за пределами продуктивного пласта.

С точки зрения геометрии, месторождения с водонапорным режимом могут описываться как месторождения с нижним или боковым вытеснением, в зависимости от относительной конфигурации водоносного горизонта и самого продуктивного пласта. В пластах-коллекторах с нижним вытеснением нефтеносная зона полностью покрыта водой, тогда как в пластах с боковым вытеснением нефть контактирует с водоносным горизонтом только в периферийных частях месторождения. Эти различные конфигурации связаны с определенными проблемами, когда речь идет о добыче, потому что первые из них более подвержены проблемам образования конуса обводнения, тогда как для последних характерны образование языков обводнения или прорывы воды по отдельным пропласткам (пункт 6.1.3.1).

Эффективность водонапорного режима зависит в первую очередь от объема воды в водоносном пласте. Фактически, поскольку сжимаемость воды является очень низкой, порядка $5 \cdot 10^{-5}$ атм$^{-1}$, необходимо присутствие и расширение нескольких тысяч кубометров воды для того, чтобы добыть всего одну тонну нефти. Размеры естественного водоносного горизонта обычно определяются безразмерным коэффициентом:

$$r_D = r_A/r_R,$$

который представляет собой отношение радиуса водоносного горизонта к радиусу продуктивного пласта. Обычно считается, что показатель в пределах 50 является сильным естественным водонапорным режимом. В некоторых случаях, когда площадь продуктивного пласта велика, перепад давления также может не достичь границы водоносного слоя за все время эксплуатации месторождения. Коллекторы такого типа называют **бесконечно действующими**.

Другим важным параметром систем с водонапорным режимом является проницаемость водоносного горизонта. Для того чтобы водонапорный режим был эффективным, нужна высокая проницаемость, поскольку перепады давления должны распространяться достаточно быстро, что позволяет вовлечь в процесс большой объем воды. Очень большие водоносные горизонты могут оказаться совершенно неэффективными, если их проницаемость недостаточно высока, чтобы гарантировать быстрое распространение давления. И наоборот, относительно небольшие водоносные горизонты могут оказывать довольно значительное воздействие при высокой проводимости системы. Это характерно, например, для некоторых трещиноватых продуктивных пластов. Можно утверждать, что для обеспечения эффективности водонапорного режима необходимо значение проницаемости порядка 100 миллидарси и выше.

Эксплуатационные характеристики пласта с водонапорным режимом значительно отличаются от тех, которые наблюдаются в пластах с режимом растворенного газа. Когда объем водоносного горизонта достаточно велик, для продуктивного пласта, как правило, будет характерно достаточно незначительное падение давления, и даже более того, это падение может уменьшаться с течением времени, потому что реакция водоносного горизонта нередко бывает замедленной. Когда скорость продвижения воды равняется дебиту нефтеотдачи, пластовое давление может в конечном счете стабилизироваться, достигнув некоторого постоянного значения, которое несколько ниже, чем исходное давление. В предельных, но достаточно часто встречающихся случаях, когда речь идет об очень больших водоносных горизонтах с высокой проводимостью, с течением времени давление не падает, а остается равным исходному давлению даже при высоких скоростях извлечения.

Эксплуатационный газовый коэффициент будет оставаться постоянным и равным исходному газовому фактору при растворенном газе, пока давление остается выше давления насыщения.

Что касается добычи нефти, то обычно наблюдается медленное, но постоянное снижение дебитов, связанное с прогрессивным обводнением наиболее низких

в структурном отношении скважин. Поэтому, кроме тех случаев, когда скважины ликвидируются или осуществляются ремонтно-изоляционные работы, для месторождений с водонапорным режимом вытеснения характерно прогрессивное увеличение количества добываемой воды. Более того, если вода и нефть обладают примерно равной подвижностью, суммарная добыча флюида остается достаточно постоянной. Идеальная динамика добычи на месторождении с водонапорным режимом показана на рис. 6.4.

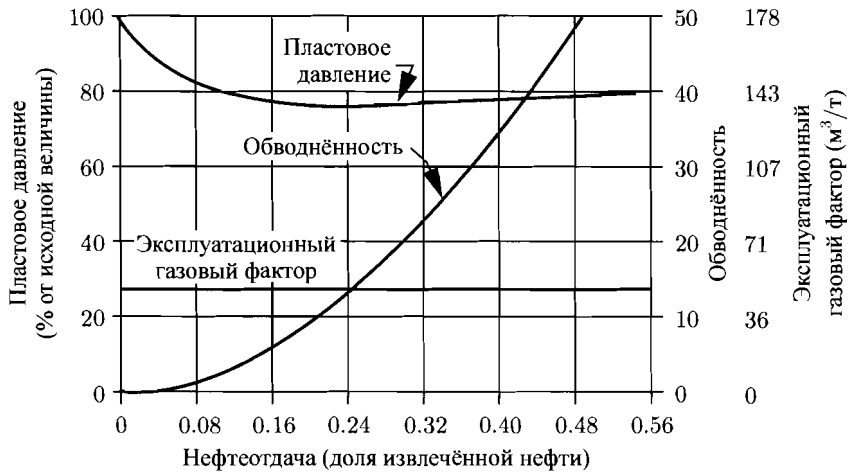


Рис. 6.4. Идеальное поведение пласта с водонапорным режимом

В тех случаях, когда поступление воды в пласт из водоносного горизонта не позволяет поддерживать давление выше уровня насыщения при желаемых темпах добычи, давление может опуститься ниже уровня насыщения, что приведет к выделению в пласт некоторого количества газа. До некоторой степени это может оказаться полезным, так как расширение газовой фазы обеспечивает пласт дополнительным источником энергии, который может понизить скорость снижения давления. Однако, если давление продолжает понижаться, эксплуатационный газовый фактор может значительно повыситься, что может привести к преобладанию процесса вытеснения растворенным газом, что негативно скажется на конечной нефтеотдаче.

Для коллекторов с водонапорным режимом обычно характерен наиболее высокий коэффициент извлечения нефти. В таких пластах отчетные показатели нефтеотдачи обычно варьируют в пределах от 30 до 80 % от исходного OOIP, при этом среднее значение составляет порядка 50 %. Важно отметить, что наиболее высокие показатели были зарегистрированы для продуктивных пластов с высокой проницаемостью.

Во всех случаях конечная нефтеотдача пласта-коллектора с водонапорным режимом зависит от эффективности процесса вытеснения. Совокупная или общая эффективность процесса вытеснения E_g определяется как произведение трех

независимых составляющих:

$$E_g = E_m E_a E_v,$$

где E_m, E_a и E_v — это коэффициент микроскопического вытеснения, а также коэффициенты площадного и вертикального вытеснения соответственно.

В микроскопическом масштабе относительная проницаемость для системы вода–нефть является самым важным фактором, поскольку она определяет относительную подвижность этих 2 фаз при различных условиях насыщения, так же как остаточная нефтенасыщенность для процесса заводнения. Такие значимые свойства, как смачиваемость породы, также тесно связаны с процессом микроскопического вытеснения. Эффективность микроскопического вытеснения (коэффициент вытеснения) также определяет верхний предел коэффициента нефтеотдачи, который можно получить для системы вода–нефть при достижении 100 % коэффициента охвата.

В макроскопическом масштабе, представленном коэффициентами охвата по площади и по разрезу, наиболее значимым фактором является неоднородность пласта-коллектора. Такие крупномасштабные особенности, как прослои глинистой породы, трещины, разломы и в принципе все те особенности, которые представляют собой преграды на пути потока флюида или, наоборот, каналы с высокой проводимостью для перемещения флюида, негативно сказываются на однородности процесса вытеснения. Нефть может остаться захваченной в локальной геологической ловушке, тогда как вода может быстро достичь добывающих скважин через какие-либо прослои породы с высокой проницаемостью. Поэтому, как отмечалось в пункте 3.4, для разумной эксплуатации коллекторов с водонапорным режимом необходимо хорошее описание неоднородностей продуктивного пласта.

- **Неустойчивое вытеснение**

Нефтеотдача коллектора в водонапорном режиме может быть как зависимой, так и независимой от темпов извлечения, в зависимости от устойчивости процесса вытеснения. Существование устойчивого процесса, в свою очередь, зависит от нескольких свойств породы-коллектора и флюида.

В принципе в пластах с водонапорным режимом имеют место два типа неустойчивого вытеснения, то есть **образование конуса обводнения** и **образование языков обводнения**. Хотя эти два процесса могут происходить в одном и том же продуктивном пласте, первый из них характерен для нефтяных пластов с подошвенной водой, а второй — для пластов с краевыми водоносными горизонтами.

Первый из этих процессов, образование конуса обводнения, определяет перемещение поверхности межфлюидного контакта (в данном случае это ВНК) по направлению к добывающей скважине вследствие перепадов давления, появляющихся вокруг ствола скважины в процессе добычи. Это движение уравновешивается силой тяжести, поэтому существование и величина образующегося

конуса обводнения могут быть определены в любое время с учетом изменения потенциальных градиентов давления вокруг ствола скважины. На рис. 6.5 показан упрощенный пример образования конуса обводнения в вертикальной скважине.

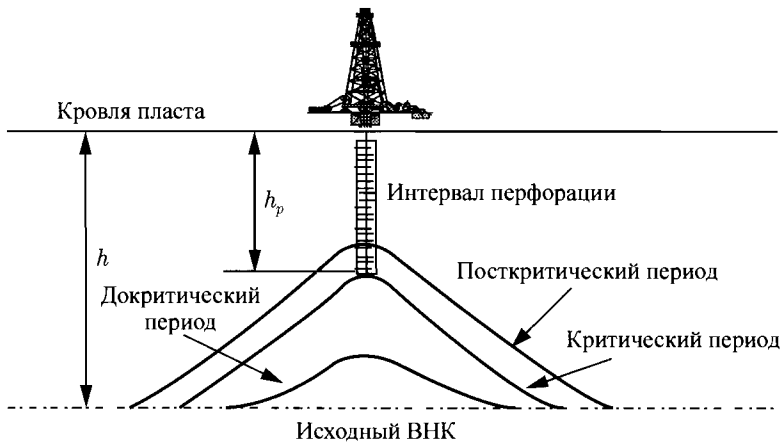


Рис. 6.5. Образование конуса обводнения в вертикальной скважине

Целый ряд параметров оказывает влияние на образование конуса обводнения: геометрические факторы (толщина продуктивного пласта, расположение перфорационного канала), свойства породы-коллектора и флюида (например, горизонтальная и вертикальная проницаемость, плотность и вязкость флюида), темпы добычи и степень неоднородности пласта-коллектора.

В литературе было предложено множество аналитических решений для описания процесса образования конуса обводнения, учитывающих время прорыва и предполагающих расчет критической скорости добычи [1]. Также этот процесс можно проанализировать посредством специального численного моделирования.

Во всех случаях важно понять и количественно выразить влияние конуса обводнения, перед тем как взяться собственно за составление модели: гидродинамическая модель месторождения в принципе не позволяет адекватно воспроизвести этот процесс из-за большого размера ячеек сетки.

Образование языков обводнения, с другой стороны, представляет собой формирование обводненных пропластков под нефтеносной зоной вследствие избыточных темпов добычи нефти. Эта ситуация во всех случаях является весьма нежелательной, потому что она не только способствует преждевременному прорыву воды в структурно высоко расположенные скважины, но также становится причиной серьезных проблем, связанных с добычей нефти, оставшейся выше или ниже языка обводнения.

Подобно образованию конуса обводнения, формирование языков обводнения зависит от целого ряда параметров породы-коллектора и флюида, важнейшими из которых являются неоднородность коллектора и коэффициент подвижности флюидов, M. Поэтому возникновение этого типа неустойчивого вытеснения более вероятно в коллекторах с вязкой нефтью, где существует неблагоприятное

отношение подвижности ($M > 1$). Как и образование конуса обводнения, образование языков обводнения является результатом взаимодействия в продуктивном пласте гравитационных и вязкостных сил, действующих в противоположных направлениях. Поэтому еще одной важной особенностью является угол падения кровли пласта, поскольку от него зависит воздействие силы тяжести в этом процессе: чем больше падение, тем более сильное влияние будет оказывать сила тяжести, способствуя стабильному вытеснению.

Образование языков обводнения связано с понятием критического дебита, то есть максимальной скоростью извлечения флюида, которая деформирует поверхность раздела флюидов и заставляет перемещаться к добывающей скважине. Ситуация стабильного и нестабильного фронтов изображена на рис. 6.6. Изучение критической скорости добычи для данной системы коллектор–флюид может осуществляться посредством аналитических уравнений, наиболее широко применяемым из которых является уравнение Дитца (Dietz) [2]. Более точные результаты также могут быть получены посредством численного гидродинамического моделирования.

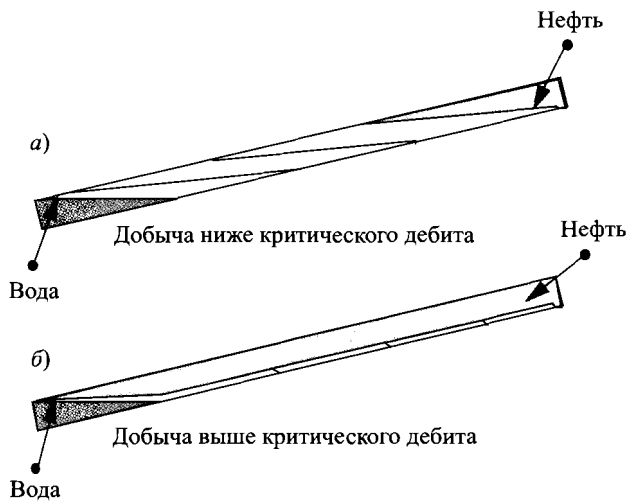


Рис. 6.6. Устойчивое вытеснение (*а*) и образование языков обводнения (*б*)

Как и в случае с конусом обводнения, наличие и влияние языков обводнения необходимо изучать на основной стадии исследования и разработки коллектора, потому что это влияет на геометрию гидродинамической сетки. Фактически участки с высокой проницаемостью должны явно отображаться как отдельные слои, что позволяет достоверно воспроизвести движение флюидов в данной модели.

6.1.4. Режим расширения газовой шапки

Режим расширения газовой шапки — это механизм добычи нефти, суть которого состоит в том, что объем свободного газа в верхней части структуры про-

дуктивного пласта расширяется, проникая в нефтеносную зону, заставляя нефть перемещаться по направлению к добывающим скважинам.

При наличии первичной газовой шапки нефть находится в насыщенном состоянии, и давление насыщения равно пластовому давлению на ВНК. Поэтому даже небольшое снижение давления в пласте, связанное с извлечением флюида, способствует выделению из нефтяной фазы растворенного в ней газа. Другими словами, вытеснение в газонапорном режиме всегда в некоторой степени сопровождается вытеснением в режиме растворенного газа.

Относительное влияние этих двух механизмов в принципе зависит от размера газовой шапки. Чем больше газовая шапка (в сравнении с объемом нефти), тем меньшего перепада давления в пласте достаточно для расширения газовой шапки. Поэтому чем больше относительная величина газовой шапки, тем меньше влияние процесса вытеснения в режиме растворенного газа в пласте.

Газовая шапка может быть или первичной, или вторичной. Во втором случае в пласте должен действовать механизм гравитационного разделения, позволяющий газу мигрировать в купол пласта. Характеристики породы-коллектора и флюида, необходимые для того чтобы происходил этот процесс, точно те же, что упоминались в прошлом разделе: высокая вертикальная проницаемость, благоприятная подвижность нефти, низкая скорость потока. Также пласт-коллектор должен иметь или значительную толщину, или заметное падение, чтобы обеспечивать высокую амплитуду антиклинальной структуры.

С точки зрения добычи, коллектор с режимом расширения газовой шапки обычно характеризуется медленным, но достаточно постоянным понижением давления по мере отбора нефти из пласта. Он также может характеризоваться добычей значительного и постоянно увеличивающегося количества газа, особенно в скважинах, расположенных на верхней части пласта. Однако данная ситуация является нежелательной, поэтому на скважинах постепенно проводятся изоляционные работы или остановка добычи для того, чтобы предотвратить отбор газа из газовой шапки и сохранить энергию пласта. Поступление воды зависит от наличия и активности водоносного горизонта, но обычно является пренебрежимо малым. На рис. 6.7 показано идеальное поведение коллектора при добыче в режиме расширения газовой шапки.

Нефтеотдача коллекторов с режимом расширения газовой шапки может сильно различаться, в зависимости от размеров газовой шапки, эффективности гравитационного разделения и эффективности процесса вытеснения нефти газом. Когда эти факторы в совокупности воздействуют благоприятно, показатели нефтеотдачи могут достигать 70 % от исходных геологических запасов. Однако, когда размер газовой шапки в сравнении с объемом нефти невелик, а также в тонких неоднородных пластах, препятствующих разделению фаз, нефтеотдача может быть такой же низкой, как и в коллекторах с режимом растворенного газа, то есть ниже 30 %. Значительное влияние на коллектор с режимом расширения газовой шапки также оказывает темп добычи, поскольку низкие темпы могут способствовать гравитационному разделению и препятствовать возникновению неустойчивых фронтов.

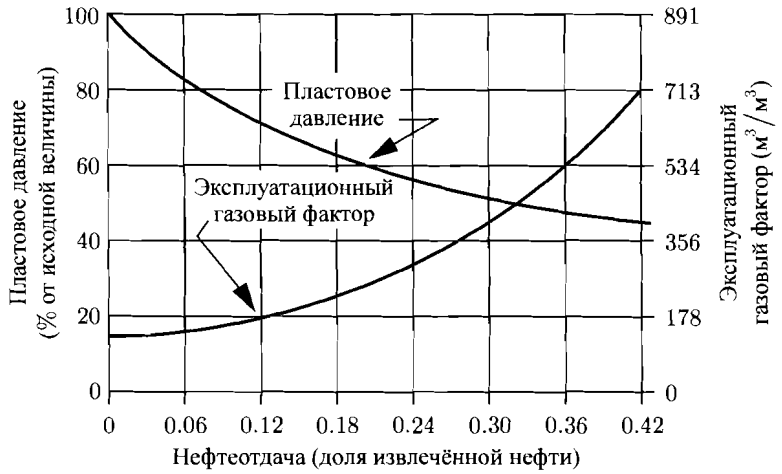


Рис. 6.7. Идеальное поведение коллектора с газонапорным режимом

Особенно важным параметром в коллекторах с режимом расширения газовой шапки в большинстве случаев является эффективность процесса вытеснения. Как и для коллекторов с режимом растворенного газа, очень важным параметром является относительная фазовая проницаемость для системы газ–нефть в том смысле, что она определяет относительную подвижность этих двух фаз. В частности, показатель остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти газом Sor_g определяет эффективность вытеснения нефти в микромасштабе (цикл дренирования пласта). Аналогично, неоднородность коллектора также является существенным фактором, влияющим на конечную нефтеотдачу таких продуктивных пластов. Наличие и природа таких неоднородностей оказывают влияние на устойчивость и однородность фронта вытеснения, которые, в свою очередь, влияют на объемный коэффициент охвата.

При неблагоприятных обстоятельствах, как это происходит в коллекторах с водонапорным режимом, возможно развитие неустойчивых процессов, таких как выход газа за границы ловушки или образование газового конуса, что в конечном итоге может привести к преждевременному отключению скважин и получению низких коэффициентов нефтеотдачи. Обнаружение неустойчивых фронтов, а также аналитическое исследование соответствующих критических темпов добычи часто является ценным источником информации о механике продуктивного пласта, а также позволяет получить сведения, необходимые для построения гидродинамической модели.

6.1.5. Режим уплотнения пласта

Режим уплотнения пласта — это механизм добычи, связанный с уменьшением порового объема, которое возникает в некоторых коллекторах вследствие извлечения флюида. Чтобы понять суть механизма, следует вспомнить, что эффективное давление P_E, воздействующее на породу-коллектор на определенной

глубине, соответствует разности общего давления P_T (равного весу горизонта перекрывающей породы) и давления флюида P_F (которое мы в конечном счет называем пластовым давлением). Таким образом, выполняется следующее простое отношение:

$$P_E = P_T - P_F.$$

Во всех случаях, когда в продуктивном пласте наблюдается снижение давления, это неявно приводит к увеличению эффективного давления, действующего на каркас породы-коллектора. В зависимости от сжимаемости пласта, такое увеличение может способствовать уменьшению объема порового пространства, отдавая системе некоторое количество энергии.

В большинстве случаев сжимаемость **порового пространства** породы-коллектора (не путать со сжимаемостью **общего** объема горной породы) составляет порядка $5 \cdot 10^{-6}$ 1/атм, что является небольшой величиной по сравнению со сжимаемостью флюида, в особенности газа. По этой причине в большинстве случаев влияние сжатия на совокупную нефтеотдачу является незначительным, а зачастую и пренебрежимо малым. Кроме того, сжимаемость нередко принимается не зависящей от давления.

Однако в литературе было описано некоторое количество значимых исключений, когда коллекторы со значительным запасом энергии характеризуются аномально высокими показателями сжимаемости. Наибольшую известность получили примеры месторождений, расположенных вдоль восточного края озера Маракайбо, Венесуэла, шельфовых месторождений вблизи Лонг-Бич, Калифорния и прежде всего месторождение Ekofisk в Норвежском секторе Северного моря. На всех этих месторождениях сжатие породы-коллектора связывается со значительным проседанием на поверхности, которое наиболее красноречиво свидетельствует о подземном уплотнении породы-коллектора.

Исследования, проводившиеся на месторождении Bachaquero [3], показали, что сжимаемость породы может обеспечивать до 50 % энергии пласта. На рис. 6.8 показано типичное соотношение между общим объемом добычи и поверхностным оседанием в этой области. Кроме того, в данном случае явно существует пороговое значение падения давления, ниже которого не наблюдается сколько-нибудь заметного уплотнения. Тем не менее, когда этот порог превышается, происходит быстрое и нелинейное увеличение уплотнения, за счет чего продуктивный пласт обеспечивается значительной дополнительной энергией (рис. 6.9).

Уплотнение также является одним из главных механизмов добычи для большинства карбонатных коллекторов в Северном море. Так, например, на месторождении Valhall среднее влияние режима уплотнения составило порядка 50 %, тогда как в области антиклинали с высокой пористостью это значение достигало 70 % [4].

В самом известном примере, на месторождении Ekofisk, аномально высокие показатели сжимаемости породы-коллектора объясняются ранней миграцией углеводорода и слишком высоким давлением в пласте, что привело к сохранению аномально высокой пористости. Эксплуатация месторождения и последую-

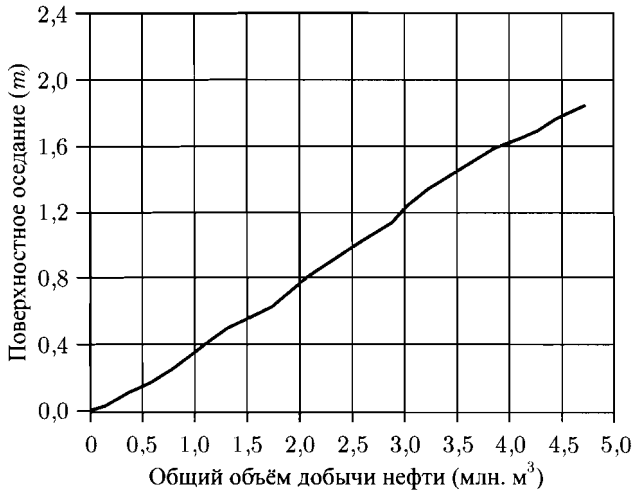


Рис. 6.8. Общий объем добычи и поверхностное оседание

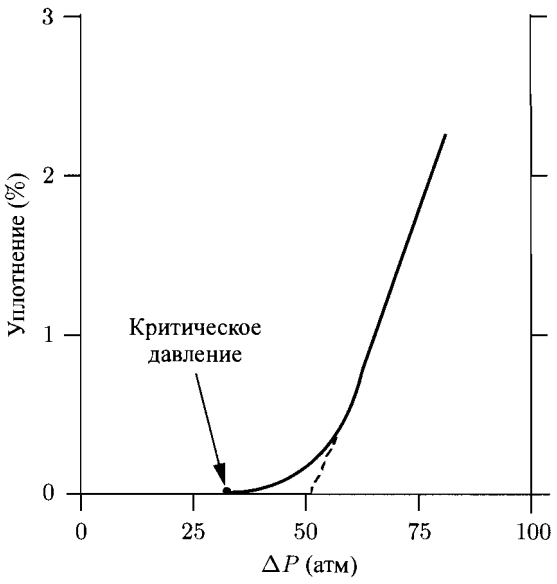


Рис. 6.9. Уплотнение породы-коллектора и давление

щее снижение давления в результате истощения пласта привели к разрушению структуры пор и значительному уменьшению первоначального объема порового пространства. В настоящее время можно отметить, что более 30% начальных геологических запасов нефти этого месторождения добывается в режиме уплотнения пласта. В источнике [5] обобщаются результаты, полученные на данном месторождении.

Эксплуатационное поведение типичного коллектора с добычей в режиме уплотнения с трудом поддается описанию, так как помимо прочих факторов оно зависит от специфических особенностей структуры данной породы и ее механических свойств. Однако в принципе давление и эксплуатационное поведение таких пластов обычно сходно с характеристиками коллекторов с водонапорным режимом, единственная разница заключается в том, что в данном случае добывается мало воды, причем по большей части это связанная вода или вода, запертая в глинистых слоях пласта. На самом деле типичные коллекторы с режимом уплотнения, в виду того что они связаны с избыточным давлением, представляют собой изолированные системы, отделенные от местных водоносных горизонтов.

Когда известно о существовании уплотнения пласта или таковое предполагается, первостепенной задачей становится определение его воздействия как источника естественной энергии. Расчеты методом материального баланса часто являются полезным инструментом в этом случае. Если это не делается, избыточное количество энергии в пласте может ошибочно интерпретироваться как большие запасы нефти или более сильный приток воды, что в свою очередь приводит к ошибочным прогнозам добычи.

При создании гидродинамической модели также необходимо должным образом моделировать уплотнение пласта либо в виде адекватной таблицы сжимаемости как функции давления, либо посредством более сложного объединения с геомеханической моделью.

6.2. Свойства флюида

Свойства флюида настолько же важны для инженера-разработчика, насколько свойства породы-коллектора важны для геолога, занимающегося изучением пласта. На самом деле тип пластового флюида является одним из главных факторов, оказывающих влияние на эксплуатационное поведение продуктивного пласта и, соответственно, на выбор наиболее подходящей системы разработки месторождения и поверхностной инфраструктуры.

Любые расчеты в проектировании разработки коллекторов, от самых простых до самых сложных, требуют некоторых предположений относительно физико-химических свойств (PVT) пластовых флюидов. Важность этих параметров состоит в том, что они позволяют соотнести наблюдаемые объемы газа и жидкости, извлеченных на поверхность, с соответствующими объемами добычи в пластовых условиях, и с этой точки зрения они могут считаться связующим звеном между подземным оборудованием для добычи нефти и газа и поверхностным обустройством.

Свойства пластовых углеводородов оказывают большее влияние на любые инженерные расчеты, чем другие динамические параметры. Кроме того, PVT-свойства часто несут в себе значительную долю неопределенности, которая, в свою очередь, может быть связана с проблемами отбора образцов (или, если обобщить, с фактической репрезентативностью имеющихся образцов пластового флюида), существованием вертикальной или латеральной изменчивости состава

пластового флюида, влиянием постмиграционных процессов, биодеградацией и так далее[1].

Поэтому инженеру-разработчику необходимо уделять большое внимание созданию PVT-модели пластовых флюидов, и в этом смысле объединение всех доступных источников информации может стать средством, позволяющим уменьшить неопределенность, связанную с данным этапом.

Обычно доступны три типа данных PVT-свойств:

1. Результаты экспериментальных лабораторных анализов образцов скважинного флюида с забоя скважины или подвергшихся поверхностному восстановлению.
2. Данные изменения добычи на промысле.
3. Обобщенные корреляции.

В следующих разделах после краткого обзора основных понятий и параметров ФХС будут проанализированы эти источники данных для того, чтобы попытаться выделить области применения каждого из них, а также показать типичные трудности. В последнем разделе будет обсуждаться важность объединения различных источников данных в рамках общей процедуры моделирования PVT-свойств.

Наконец, следует заметить, что доскональное обсуждение PVT-свойств различных пластовых флюидов является предельно широкой задачей, которая стала предметом рассмотрения целого ряда замечательных книг [7, 8]. Поэтому наше внимание сосредоточится главным образом на относительно простом случае пласта с нелетучей нефтью, так как нас прежде всего интересует обсуждение процедур интеграции.

6.2.1. Углеводородные пластовые флюиды

Встречающиеся в природе нефти состоят из чрезвычайно сложных соединений углеводородных молекул, и в принципе состав этих сложных соединений может варьировать в пласте от совершенно сухого газа до тяжелых нефтей или битумов.

Свойства пластового флюида зависят от химического состава углеводородов, а также от температуры и давления в пласте. Эти условия предопределяют физическое состояние самого этого углеводорода в пласте, которое может быть жидким или газообразным.

Фазовое поведение углеводорода в пласте обычно описывается посредством фазовых диаграмм, в которых состояние флюида соотносится с пластовым давлением и температурой. На рис. 6.10 показаны фазовые диаграммы для четырех

[1] С этой точки зрения интересно отметить, что сама проблема оценки неопределенности в последние годы очень широко обсуждается в рамках дисциплин, связанных со статическим моделированием, при этом динамическим параметрам, таким как данные добычи, измеренное давление и, конечно же, свойства PVT, уделяется явно недостаточно внимания. Недавно вышедшая публикация посвящена проблеме оценки такой неопределенности [6].

наиболее часто встречающихся типов залежей углеводородов, то есть сырой нефти, летучей нефти, газоконденсата и сухого газа (жирный газ можно рассматривать как частный случай сухого газа, когда в сепараторах скапливается некоторое количество конденсата). Для каждого типа флюида верхняя линия фазовой диаграммы показывает нижние пределы давления и температуры для существования жидкой фазы и называется **линией насыщения**. Аналогично нижняя линия показывает верхние пределы для существования газообразной фазы и называется **линией конденсации**. Область внутри фазовой диаграммы, наоборот, представляет собой условия давления и температуры, при которых одновременно могут существовать и жидкая, и газообразная фазы. Точка C, в которой соединяются линии насыщения и конденсации, называется **критической точкой** и относится к такому состоянию давления и температуры, когда свойства жидкости и газа являются идентичными.

Физическое состояние углеводорода в момент открытия месторождения зависит от начальных давления и температуры в продуктивном пласте, обозначенных на рис. 6.10 как P_i и T_i. Можно заметить, что тяжелые и летучие нефти всегда бывают жидкими при начальных условиях в продуктивном пласте, потому что критическая температура в данном случае выше, чем температура в продуктивном пласте. А для газа и газоконденсата, наоборот, критическая температура ниже, чем начальная температура в продуктивном пласте, поэтому эти запасы изначально находятся в газообразном состоянии.

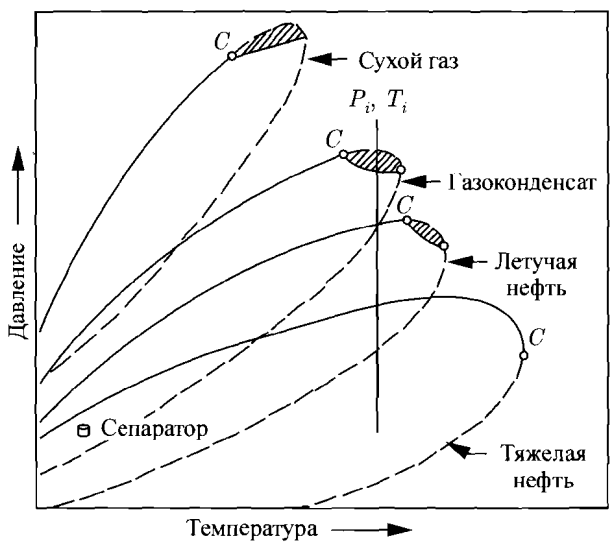


Рис. 6.10. Фазовые диаграммы основных типов углеводородов

Вертикальная линия на рисунке показывает типичные изменения давления и температуры, которые происходят в продуктивном пласте в процессе эксплуатации месторождения. Фактически предполагается, что процесс извлечения флюида на поверхность может описываться как изотермическое расширение, поскольку значительное уменьшение температуры флюида происходит только на поверхности. В качестве ссылки на рисунке также показаны условия температуры и давления на сепараторе.

Давайте теперь рассмотрим типичное поведение различных видов пластовых флюидов, когда начинается добыча на поверхность с идеальной линией изотермического расширения:

- **Тяжелая нефть**. В данном случае фазовая диаграмма, а также начальные условия давления и температуры, показанные на рис. 6.1, свидетельствуют о том, что пластовый флюид является **недонасыщенным**. Когда флюиды добываются на поверхность, давление в продуктивном пласте падает ниже линии давления насыщения, при этом происходит выделение газа, количество и состав которого зависят от химического состава смеси углеводородов.

- **Летучая нефть**. Фазовое поведение летучей нефти качественно весьма приближено к фазовому поведению тяжелой нефти, однако в данном случае выделяется гораздо большее количество газа. Такое поведение связано с наличием в смеси углеводородов большего количества промежуточных компонентов, которые имеют тенденцию выделяться из жидкой фазы вместе с более легкими составляющими. Поэтому эти флюиды также называют **нефтями с большой усадкой**.

- **Газоконденсат**. В этом случае температура в пласте выше критической температуры, однако область сосуществования двух фаз находится справа от точки превращения, и поэтому, когда давление понижается, происходит пересечение с линией конденсации. Небольшое количество начального газа конденсируется в виде жидкой фазы, следуя модели поведения, противоположной той, что характерна для нефти (которая имеет тенденцию испаряться по мере снижения давления). По этой причине такие флюиды часто называют ретроградными.

- **Сухой газ**. Температура в пласте всегда выше, чем критическая температура, даже в ходе изотермического истощения. Поэтому жидкость в пласте не образуется. Условия сепарации (давление и температура) лежат за пределами области сосуществования двух фаз, поэтому на поверхности конденсации жидкости не происходит (за исключением небольшого количества водяного конденсата). Эти газы обычно содержат большие процентные доли более легких углеводородных соединений, метана и этана.

- **Жирный газ**. В данном случае ситуация очень похожа на ту, которая описана для сухого газа, поскольку в процессе истощения в пласте не происходит

образования жидкости. Тем не менее, условия сепарации по температуре и давлению попадают в пределы области сосуществования двух фаз, поэтому в данном случае на поверхности образуется некоторое количество жидкости.

Приблизительную классификацию различных типов углеводородов также можно произвести на основании параметров добычи, измеренных на поверхности. В приведенной ниже таблице (таблица 6.1) в обобщенном виде приводятся общепринятые диапазоны изменения основных параметров для каждого типа коллектора.

6.2.2. Основные PVT-свойства нефти и газа

Основные PVT-свойства нефти и газа необходимы для соотнесения наблюдаемых объемов добычи в поверхностных условиях с объемами в пластовых условиях. Как правило, эти параметры определяются в лаборатории посредством соответствующих исследований (см. пункт 6.2.4).

1. **Коэффициент пластового объёма нефти, B_o.** Это соотношение объема нефти при преобладающих пластовых условиях и объема при поверхностных (**в резервуаре для товарной нефти**) условиях. Это безразмерный параметр, который обычно выражается как $м^3/м^3$.

2. **Коэффициент пластового объёма газа, B_g.** Это соотношение объема свободного газа при преобладающих пластовых условиях и объема при поверхностных (**в резервуаре для хранения**) условиях. Это также безразмерный параметр, который выражается как $м^3/м^3$.

3. **Газосодержание dRs,** называемое также **газовым фактором при растворенном газе**. Определяется как количество газа в поверхностных условиях, которое растворяется в одной тонне нефти, приведенной к нормальным условиям, в преобладающих пластовых условиях и выражается в стандартных кубических метрах на тонну ($м^3/т$).

Эти параметры строго являются функциями давления, а особенности их поведения представлены на рис. 6.11.

Объемный коэффициент пластовой нефти, B_o, всегда больше 1, так как объем нефти в пластовых условиях больше, чем соответствующий объем в поверхностных условиях вследствие выделения некоторой части растворенного в ней газа. Ниже давления насыщения для него характерно убывание при снижении давления в результате истощения пласта, что связано с меньшим количеством газа, выделяющегося из нефти при пониженном давлении. При давлении выше давления насыщения, наоборот, происходит небольшое уменьшение объемного коэффициента нефти как следствие способности жидкой фазы к сжатию.

Поведение объемного коэффициента пластового газа, B_g представляет собой быстрое нелинейное повышение по мере истощения пласта, связанное с большой

Таблица 6.1. Классификация типов коллекторов на основании поверхностных параметров добычи

	Нелетучая нефть	**Летучая нефть**	**Газоконденсат**	**Жирный газ**	**Сухой газ**
Начальный газовый фактор ($м^3/т$)	$< 2\,000$	$2\,000 - 6\,000$	$6\,000 - 20\,000$	$20\,000 - 100\,000$	$> 100\,000$
Цвет	От черного до светло-зеленого	Темно-желтый	От бледно-желтого до бесцветного	Бесцветный	Бесцветный
Плотность нефти	$10 - 45$	$40 - 50$	$45 - 65$	неприменимо	неприменимо
Состав	C_{7+} :> 40 %	C_{7+} : 12,5 до 40 %	C_{7+} : 2 до 12,5 %	преимущественно $C_1 - C_2$	преимущественно C_1
Объемный коэффициент нефти, $м^3/м^3$	$< 2{,}0$	$> 2{,}0$	неприменимо	неприменимо	неприменимо

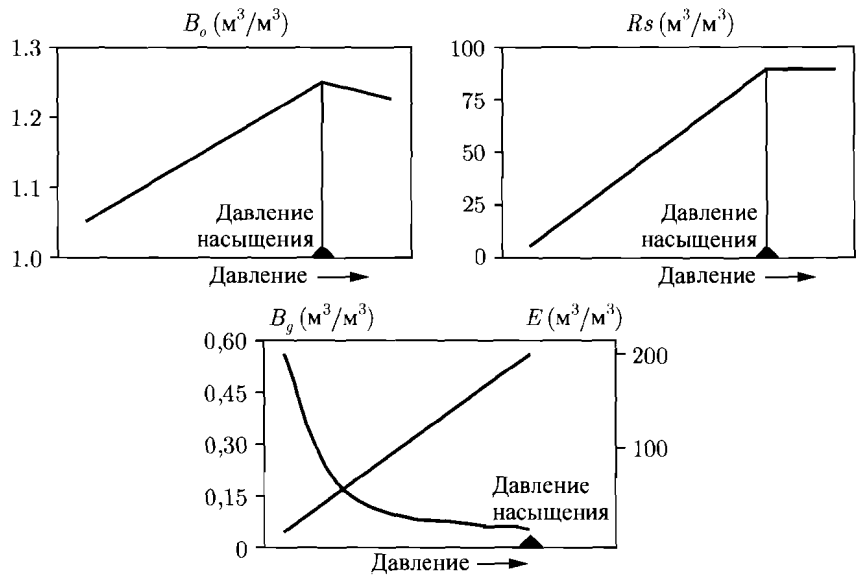


Рис. 6.11. Основные PVT-свойства как функция давления

сжимаемостью газа. Также для сравнения показано поведение коэффициента расширения газа E.

Для газосодержания Rs характерна тенденция поведения, подобная той, которая наблюдается применительно к объемному коэффициенту пластовой нефти. По мере понижения давления все меньшее количество газа может быть растворено в жидкой фазе в преобладающих пластовых условиях, поэтому величина Rs будет уменьшаться. Выше точки насыщения значения данного параметра являются постоянными и соответствуют исходному значению Rs_i. В этой области нефть недонасыщена газом, а это означает, что в ней могло бы раствориться большее количество газа при наличии такового.

В следующих разделах мы увидим, как можно рассчитать эти параметры, а также реорганизовать их в целях практического применения для исследования и разработки нефтегазовых месторождений.

Помимо упомянутых выше, для исследования и разработки продуктивных пластов обычно требуются и другие PVT-свойства. Эти параметры скорее описывают объемное и физическое поведение флюидов в пласте, чем соотносят объем нефти в пластовых и поверхностных условиях. Некоторые из них относятся к жидкой фазе, а некоторые — к газообразной.

1. **Сжимаемость нефти и газа, c_o, c_g.** Сжимаемость нефти показывает расширение жидкой фазы выше точки давления насыщения и выражается в единицах 1/атм. Нефтеотдача выше точки давления насыщения тесно связана с этим параметром. Сжимаемость газа обычно определяется на основе корреляций.

2. **Вязкость нефти и газа, μ_o, μ_g.** Эти параметры применяются для описания движения флюидов в пласте и выражаются в сантипуазах, сР, сПз. Вязкость нефти, как правило, определяется по результатам лабораторных исследований, тогда как вязкость газа легко установить на основании имеющихся корреляций (см. пункт 6.2.6).
3. **Плотность нефти и газа, ρ_o, ρ_g.** Показатели плотности как функция давления используются для вычисления вертикальных составляющих градиента флюидов в продуктивном пласте. Они могут рассчитываться на основе данных замеров PVT или с опорой на имеющиеся корреляции.

Полные исследования нефти и газа, осуществляемые в большинстве лабораторий, могут включать в себя гораздо больше информации. Особый интерес представляют данные о композиционном составе пластовых флюидов, которые могут применяться для моделирования поведения PVT-свойств углеводородов посредством соответствующих уравнений состояния. Для получения более подробной информации по этому вопросу мы отсылаем читателей к специальной литературе.

6.2.3. Процедуры отбора проб пластового флюида

Отбор проб пластовых флюидов обычно производится на ранних стадиях эксплуатации месторождения для получения информации об исходном состоянии залежи углеводородов. Цель, естественно, состоит в получении репрезентативного соотношения нефти и газа в момент взятия образца.

Наличие представительных образцов пластового флюида является важнейшим условием для верного моделирования свойств пластовых флюидов и их распределения в пределах месторождения. В этом смысле невозможно переоценить важность процедур отбора образцов, поскольку качество доступной информации о пластовых флюидах зачастую в большей мере зависит от репрезентативности образцов, чем от собственно лабораторных измерений. На самом деле нередко встречаются случаи хорошего анализа, проведенного на образцах низкого качества, и, к сожалению, в таких случаях результаты могут оказаться в значительной мере ошибочными.

Соответственно, одной из главных задач инженера-разработчика является определение репрезентативности имеющихся образцов флюида.

Первым шагом на пути к данной цели является проверка, в задачу которой входит установление местоположения скважин, в которых производился отбор образцов. В идеале эти скважины должны быть пробуренными недавно, характеризоваться стабильным газовым фактором, отсутствием обводненности и высокой продуктивностью, чтобы обеспечить как можно более низкую депрессию.

Следующий шаг предполагает проверку того, были ли скважины соответствующим образом подготовлены перед отбором образцов. Подготовка заключается в удалении всех нерепрезентативных флюидов, находящихся в призабойной зоне скважины, и замещения их пластовым флюидом, поступающим из неразработанной части продуктивного пласта. Это достигается посредством эксплуата-

ции скважины с наименьшей устойчивой скоростью отбора в течение нескольких часов, что позволяет обеспечить максимально возможное забойное гидродинамическое давление, тогда как промысловый газовый фактор должен оставаться постоянным.

Последующие проверки, которые необходимо осуществить, зависят от принятой процедуры отбора образов. В принципе существует две процедуры отбора образцов пластовых флюидов: отбор образцов с забоя скважины и рекомбинация в поверхностных условиях.

6.2.3.1. Образцы с забоя скважины

При отборе образцов с забоя скважины в стволе пробоотборник опускается в скважину на глубину залегания продуктивного пласта, где осуществляется отбор образцов флюида при преобладающем забойном давлении.

Если пласт-коллектор изначально является недонасыщенным, образцы могут отбираться, пока скважина еще фонтанирует, и это, возможно, идеальный случай для взятия образцов. Однако если коллектор изначально насыщен или недонасыщен только в незначительной степени, скважина обычно останавливается после подготовки, обеспечивая повторное растворение газа, который может присутствовать в пределах ствола скважины.

Насыщенные продуктивные пласты представляют собой наиболее сложные случаи для отбора образцов, потому что показатели насыщения вокруг ствола скважины никогда не соответствуют первоначальным пластовым условиям вследствие выделения некоторого количества растворенного в нефти газа. В принципе возможны две ситуации:

- Если газонасыщенность ниже критического значения газонасыщенности, тогда наблюдаемый газовый фактор будет ниже, чем Rs_i, следовательно, измеренное давление насыщения может оказаться ниже, чем фактическое давление насыщения.

- Если газонасыщенность выше критического значения насыщенности, это означает, что в пласте присутствует некоторое количество свободного газа, и наблюдаемый газовый фактор будет выше, чем Rs_i. В данном случае измеренное давление насыщения может оказаться выше, чем фактическое давление насыщения.

Типичным показателем того, что отбор пластового флюида не был осуществлен надлежащим образом, является близость значений измеренного давления насыщения и преобладающего забойного давления во время отбора образцов.

6.2.3.2. Рекомбинированные образцы скважинного флюида

Рекомбинированные образцы скважинного флюида создаются в лаборатории посредством рекомбинации отдельных объемов нефти и газа, отобранных при

условиях сепарации. К измеренному газовому фактору необходимо применить некоторые поправки, потому что образцы газа обычно отбираются в сепараторе (при давлении выше атмосферного), а газовый фактор относится к нормальным условиям.

Выбор и подготовка скважин перед отбором образцов ничем не отличаются от взятия образцов с забоя скважины. Когда речь идет о недонасыщенных коллекторах, также следует проявлять осторожность при оценке газового фактора, так как присутствие свободного газа может привести к получению показателей измеренного давления насыщения, которые будут превышать реально существующие.

Процедура такого рода обычно является предпочтительной по сравнению с отбором образцов с забоя скважины, когда речь идет о летучей нефти и газоконденсате.

6.2.3.3. Репрезентативность образцов скважинного флюида

Качество операций по отбору образцов обычно впервые оценивается в месте расположения скважины посредством измерения давления насыщения на различных отбираемых образцах, при этом следует обращать внимание на непротиворечивость результатов. Это позволяет выявить неисправности инструмента или загрязнение флюида. Однако сама по себе эта предварительная проверка не гарантирует репрезентативности образцов. В любом случае всегда полезно тщательно изучать отчеты по отбору образцов.

Также следует отметить, что существует множество методов, позволяющих улучшить качество данных образца, который в противном случае был бы нерепрезентативным. В источнике [7] описываются некоторые из этих методов.

6.2.3.4. Вертикальные и латеральные изменения свойств флюида

Принято считать, что коллекторы углеводородов являются однородно насыщенными с постоянным количеством растворенного газа, что предполагает наличие одного и того же начального давления насыщения в любой части месторождения. Точно так же предполагается, что при любом давлении вязкости пластовых флюидов будут одинаковыми на всем протяжении продуктивного пласта.

В реальности для многих продуктивных пластов характерно вертикальное и/или латеральное изменение PVT-свойств. Так, например, пласты-коллекторы с резким падением или мощные коллекторы отличаются вертикальным градиентом состава с большей долей тяжелых углеводородных соединений по направлению к основанию залежи. Процесс, обусловливающий существование такого градиента, известен как гравитационное разделение.

В других случаях наблюдаются латеральные изменения свойств углеводорода, например, в продуктивных пластах с большой латеральной протяженностью или при наличии больших непроницаемых преград. Эти изменения могут быть

связаны как с первичными (миграция), так и с вторичными процессами (биодеградация, изменение состава), что определяет неполное равновесие состава флюида в пределах месторождения.

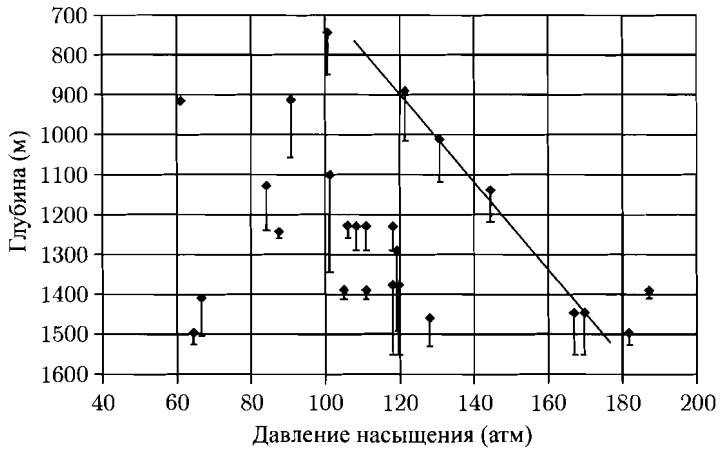


Рис. 6.12. Измеренные показатели зависимости давления насыщения от глубины для месторождения тяжелой нефти

Эту проблему иллюстрирует рис. 6.12, на котором представлены измеренные показатели зависимости давления насыщения по всем имеющимся в наличии образцам нефти, отобранным на огромном месторождении тяжелой нефти. Для каждого примера показана глубина интервала, а также обозначен градиент начального пластового давления.

Наблюдается значительный разброс полученных значений, поэтому получить единственную корреляцию явно невозможно. Суть проблемы в данном случае состоит в необходимости понять, в какой мере такой разброс данных связан с репрезентативностью образцов и насколько он определяется реальным изменением свойств флюида на всем протяжении месторождения.

Тщательная проверка имеющихся образцов и используемой процедуры отбора обычно позволяет выделить наиболее достоверные анализы. Кроме того, как упоминалось в пункте 6.2.5, изучение данных добычи (изменение газового фактора и плотности нефти и газа в поверхностных условиях) часто являются источником ценной информации о наличии пространственных изменений свойств флюида.

6.2.4. Лабораторный анализ PVT-свойств

Лабораторные анализы, проводимые на образцах пластовых флюидов, позволяют измерить основные PVT-свойства жидкой и газообразной углеводородных фаз. Для некоторых из этих характеристик, например химического состава, лабораторные тесты являются единственным источником данных, тогда как в других

случаях показатели свойств флюидов могут быть получены из независимых источников, например, таких как обобщенные корреляции или данные добычи.

Всестороннее рассмотрение лабораторных процедур и их использования в целях исследования и разработки коллекторов выходит за рамки данной работы и может быть найдено в источнике [7]. Здесь будут кратко рассмотрены только основные тесты, так как они позволяют рассчитать некоторые из наиболее важных свойств флюидов, которые в конечном итоге необходимо сопоставить и объединить с другими источниками.

Существует три основных эксперимента по определению PVT-свойств, которые обычно проводятся на образцах пластового флюида:

1. **Мгновенное разгазирование**. В данном эксперименте образец флюида помещается в термобарическую камеру и доводится до начального пластового давления и температуры. Сбор данных осуществляется посредством изотермического расширения, то есть за счет понижения давления в камере, осуществляемого в несколько этапов при постоянной температуре. При достижении точки давления насыщения газ выделяется из жидкой фазы, однако в ходе эксперимента отбор жидкости из камеры не производится, поэтому совокупный углеводородный состав в камере остается неизменным. По этой причине этот текст также называют **равновесным** расширением (или испарением). Этот тест применяется для вычисления точки давления насыщения и относительных объемов флюидов на разных этапах изменения давления. Обычно полученные данные приводятся к объему при давлении насыщения.

2. **Дифференциальное разгазирование**. Этот эксперимент проводится точно так же, как и мгновенное разгазирование, пока не достигнуто давление насыщения. Однако при каждом понижении давления общий объем газа, выделившийся на последней стадии истощения, удаляется из камеры, поэтому на каждом этапе эксперимента совокупный состав содержащегося в камере углеводорода меняется, так что оставшиеся фазы становятся все богаче тяжелыми углеводородными соединениями. Так же как и в экспериментах мгновенного расширения, на каждой стадии измеряется относительный объем жидкости и газа. На основании этих данные можно получить целый ряд интересующих нас параметров PVT, основными из которых являются B_o, B_g и Rs.

3. **Однократное разгазирование**. Эти тесты проводятся путем подсоединения камеры PV к системе одно- или многоступенчатой сепарации и пропускания пластовых флюидов через сепаратор до достижения поверхностных условий. В конце эксперимента проводится измерение полученных объемов газа и остаточной нефти. Заметьте, что при использовании одноступенчатого сепаратора этот тест приблизительно воспроизводит ситуацию однократного разгазирования при неизотермических условиях, тогда как применение многоступенчатого сепаратора ближе к дифференциальному тесту.

Необходимо подчеркнуть, что в принципе эти три теста позволяют получить различные объемы остаточных жидкостей. Другими словами, основные свойства PVT пластовых флюидов (B_o, B_g и R_s в точке давления насыщения) будут различаться при расчетах в рамках каждого из этих экспериментов. Что касается нелетучей нефти, вследствие процессов однократного разгазирования в большинстве случаев (но не всегда) получается меньше остаточной жидкости по сравнению с дифференциальным выделением газа, поэтому коэффициент усадки нефти оказывается больше. В отношении летучей нефти верно обратное.

Поэтому прежде чем применять полученные в лаборатории значения PVT, необходимо понять физическое значение каждого эксперимента и сопоставить эти данные с имеющейся информацией об изучаемом продуктивном пласте. Это позволяет получить непротиворечивый набор показателей PVT.

6.2.4.1. Физическое значение лабораторных испытаний

Описанные выше три теста применяются вместе для описания фазового поведения смеси углеводородов на различных этапах расширения, которому она подвергается при переходе от пластовых к поверхностным условиям.

Мгновенное разгазирование происходит тогда, когда газ, выделившийся ниже точки давления насыщения, получает возможность остаться в контакте с жидкой фазой, из которой он испарился. С этой точки оно может считаться репрезентативным при описании такого коллектора, пластовое давление в котором лишь немного ниже давления насыщения и показатель газонасыщенности которого все же находится ниже критического значения. Поэтому процесс мгновенного разгазирования крайне редко бывает преобладающим процессом газоотделения в пластовых условиях.

Процесс мгновенного типа также происходит тогда, когда пластовые флюиды попадают в эксплуатационную колонну и поднимаются на поверхность. Однако это мгновенное испарение отличается от лабораторного испытания тем, что в данном случае процесс не является изотермическим.

В случае дифференциального испарения, наоборот, выделяющийся из нефти газ постоянно удаляется из раствора, так что совокупный состав системы меняется. Поэтому дифференциальное выделение является репрезентативным для тех пластов, где выделившийся газ отделяется от жидкости, из которой он испарился, как это происходит, например, в коллекторах нефти с режимом растворенного газа, когда насыщение газом превышает критическое значение (то есть когда подвижность газа намного превышает подвижность нефти) или в случае преобладания гравитационного разделения. Так же как и в случае мгновенной сепарации, дифференциальный процесс редко бывает единственным процессом выделения газа, действующим в пластовых условиях, однако он считается преобладающим в большинстве продуктивных пластов.

Тесты на сепараторе по определению воспроизводят процесс сепарации, действующий на поверхности, и позволяют получить реальные показатели объема газа и нефти, которые будут наблюдаться на наземных промысловых объектах.

Как мы увидим в следующем разделе, эти показатели будут использоваться для корректировки результатов других тестов, чтобы получить представление о реальном функционировании наземной инфраструктуры.

6.2.4.2. Преобразование лабораторных данных для проектирования разработки коллекторов газа и нефти

Результаты лабораторных экспериментов дают представление об объемах флюидов, относящихся к объему в точке давления насыщения. Однако общепринятым способом представления таких результатов является их нормализация относительно объема остаточной нефти в поверхностных условиях, который получается на последнем этапе дифференциального теста посредством однократного разгазирования остаточной нефти при нормальной температуре (60°).

Преимущество такого типа представления состоит в том, что появляется возможность получить набор параметров PVT, которые могут использоваться непосредственно в расчетах, связанных с проектированием разработки пласта, так как, будучи нормализованными относительно поверхностных условий, они выражаются в виде rb/stb ($м^3/м^3$) (в случае B_o) и scf/stb ($м^3/т$) (в случае Rs). Таблица 6.2 представляет собой типичный отчет об анализе дифференциального выделения в таком виде, в котором он часто предоставляется коммерческими лабораториями.

Таблица 6.2. Типичный отчет по дифференциальному разгазированию

Давление (атм)	Rs, ($м^3/т$)	Относительный объем нефти	Вязкость (сантипуаз)
2335 (BP)	0	1,360	0,851
2230	22	1,348	0,943
1718	126	1,302	1,084
1130	242	1,251	1,253
800	307	1,222	1,485
510	366	1,195	1,832
250	427	1,163	2,128
14,7	533	1,067	3,342
14,7 и 60° F		1,000	

Однако применять эти данные в расчетах следует с осторожностью. Фактический объем остаточной нефти в нормальных условиях зависит от числа стадий изменения давления в ходе процесса дифференциального разгазирования, и поэтому данный тип нормализации не позволяет получить универсальный набор значений PVT-свойств. Кроме того, данные дифференциального теста не принимают в расчет фактические условия сепарирования на поверхности, которые

могут дать значительно отличающиеся показатели объема нефти и газа в поверхностных условиях, особенно в случае легкой нефти.

Поправка значений дифференциального выделения осуществляется посредством интеграции данных однократного разгазирования с применением следующих отношений.

Для коэффициента пластового объема нефти:

$$B_o = B_{o_D} \frac{B_{o_{bF}}}{B_{o_{bD}}},$$

где B_o — это скорректированный объемный коэффициент нефти, который также часто называется **комплексным** B_o; B_{o_D} — это дифференциальный объемный коэффициент нефти на любой ступени давления; $B_{o_{bF}}$ — это мгновенный объемный коэффициент нефти в точке давления насыщения; $B_{o_{bD}}$ — это дифференциальный объемный коэффициент нефти в точке давления насыщения/

Подобно этому, для газовых факторов при растворенном газе:

$$Rs = Rs_{i_f} - (Rs_{i_D} - Rs_D) \cdot \frac{B_{o_{bF}}}{B_{o_{bD}}},$$

где Rs — это скорректированный газовый фактор при растворенном газе, часто называемый **комбинированным** Rs; Rs_{i_f} — это первоначальный газовый фактор при растворенном газе в условиях контактного дегазирования; Rs_{i_D} — это первоначальный газовый фактор при растворенном газе в условиях дифференциального дегазирования; Rs_D — это газовый фактор при растворенном газе в условиях дифференциального дегазирования на любой стадии.

Графическое поведение дифференциального и комбинированного показателей B_o и Rs изображается на рис. 6.13 в сравнении с данными дифференциального дегазирования, представленными в таблице 6.2. Эти данные относятся к нефти средней плотности с низкой усадкой. Также следует отметить, что это не единственные уравнения, которые можно использовать для корректирования данных дифференциального выделения в условиях сепаратора, так как существуют альтернативные выражения [9].

Также полезно заметить, что, когда установленные показатели PVT предполагается использовать в качестве входных данных для численного моделирования, необходимо обязательно проверить правильность выбора требуемого формата представления данных PVT. В реальности некоторые модели могут составляться на основе различающихся таблиц комбинированного и дифференциального разгазирования, а другие, наоборот, не поддерживают такой возможности и требуют комбинированных данных.

Подводя итоги, следует сказать, что представление процесса расширения флюида при переходе от пластовых к поверхностным условиям посредством лабораторных данных осуществляется за счет объединения результатов двух основных тестов, моделирующих поведение в пласте (дифференциальное дегазирование) и расширение на поверхности и при попадании в сепаратор (тесты однократного разгазирования).

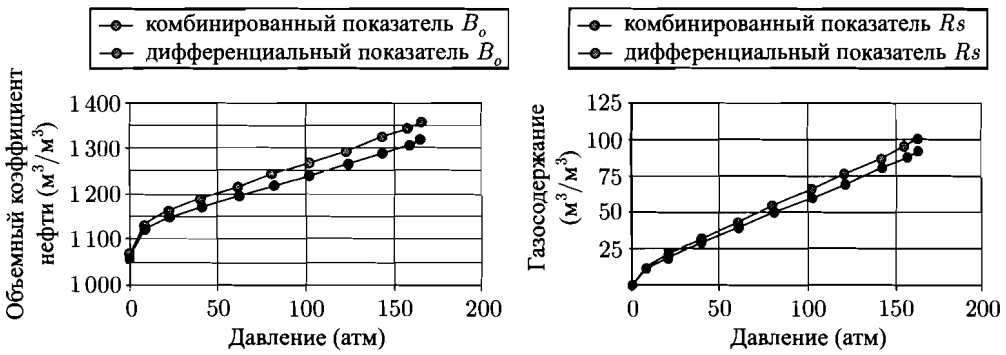


Рис. 6.13. Комбинированный и дифференциальный показатели B_o и Rs

Полученные наборы параметров PVT могут использоваться для любых видов проектирования разработки коллектора, начиная от материального баланса и заканчивая гидродинамическим моделированием. Однако при этом важно проверить непротиворечивость результатов, сравнивая их с подобными данными PVT, полученными из независимых источников. Эта тема будет обсуждаться в следующих разделах.

6.2.5. Данные добычи

Данные добычи являются ценным источником информации, когда речь идет о свойствах пластовых флюидов.

Если следовать определениям, представленным в пункте 1.5, такие виды измерений могут считаться **данными низкой точности** в том смысле, что в данном случае невозможно установить точные значения свойств PVT, как это происходит в лаборатории. Тем не менее, они позволяют непосредственно получить информацию о реальном поведении пласта-коллектора, свободную от ошибок, связанных с отбором образцов, или ошибок при анализе, и с этой точки зрения данные добычи часто являются очень точным источником информации.

Данные лабораторных исследований всегда следует корректировать с учетом фактического поведения месторождения, особенно тогда, когда существуют сомнения относительно выбранной процедуры отбора образцов или когда предполагается, что для данного продуктивного пласта характерно давление, близкое к давлению насыщения.

Для проверки результатов, полученных путем анализа, могут использоваться по крайней мере три параметра добычи:

1. **Статическое давление**. Измеренное естественное снижение пластового давления или суммарной добычи во времени представляет собой простое и надежное средство оценки реально существующего в продуктивном пласте давления насыщения. Выделение и расширение газовой фазы при давлении ниже, чем давление насыщения, придает пласту дополнительную энергию,

что способствует уменьшению естественного спада пластового давления. На рис. 6.14 показан пример, относящийся к набору данных фактического давления, где давление насыщения можно с высокой вероятностью оценить в пределах 140 атм на пересечении насыщенного и недонасыщенного градиентов давления.

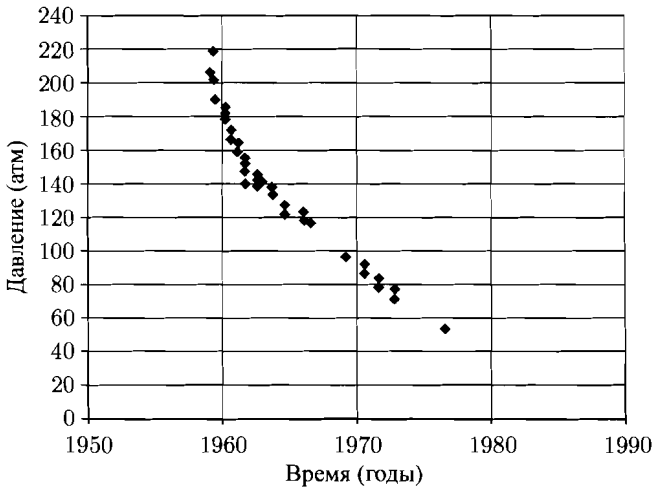


Рис. 6.14. Определение точки давления насыщения на основании данных пластового давления

2. **Газовый фактор**. Поведение эксплуатационного газового фактора также дает важную информацию о давлении насыщения в продуктивном пласте. Если газовый фактор постоянно находится в пределах измеренного или предполагаемого значения Rs_i, это свидетельствует о том, что пластовый флюид является недонасыщенным, а также о том, что точка давления насыщения еще не была достигнута. Когда это происходит, газовый фактор имеет тенденцию быстро повышаться. Давление, существующее в продуктивном пласте в момент этого повышения, соответствует давлению насыщения. Также следует заметить, что, когда наблюдается повышение эксплуатационного газового фактора при различных показателях давления на разных участках месторождения, это может служить свидетельством существования пространственных изменений свойств PVT пластового флюида. Однако в этом случае, для того чтобы количественно выразить такие изменения, необходимы данные высокого качества.

3. **Плотность в градусах API**. Плотность добытой нефти в поверхностных условиях измеряется почти во всех продуктивных скважинах. Важным преимуществом данного параметра является большое количество данных, собранных в разное время и в различных частях месторождения. Соответственно могут быть составлены карты плотности нефти, которые значи-

тельно облегчают решение сложной проблемы площадного распределения PVT-свойств. На рис. 6.15 представлена карта плотности нефти в градусах API, на которой явно прослеживается тенденция понижения значений по направлению к югу. Поскольку это также самая низкая часть месторождения в структурном отношении, из этого можно сделать вывод, что такое поведение может быть обусловлено гравитационным разделением нефти в пласте, то есть существованием вертикального градиента состава. А это, в свою очередь, может быть связано с наличием изменений давления насыщения в зависимости от глубины, что является очень ценной информацией для исследования и разработки пласта-коллектора.

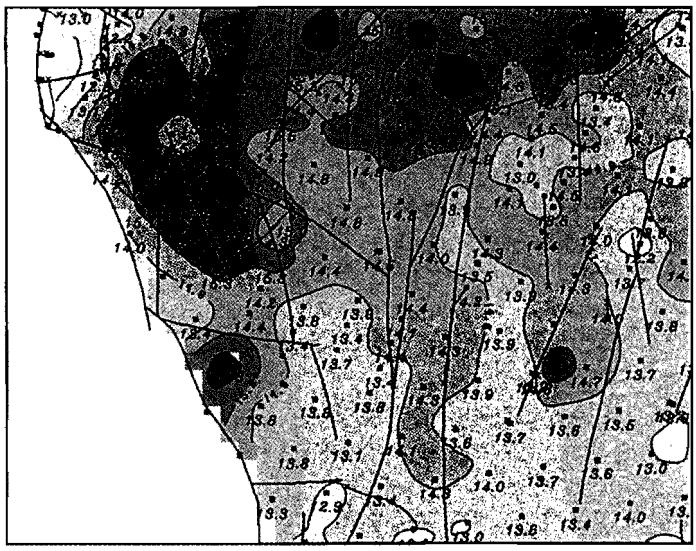


Рис. 6.15. Карта плотности в градусах АНИ, свидетельствующая о гравитационном разделении пластового флюида

В следующем разделе, посвященном корреляциям PVT, будут обсуждаться проблемы объединения данных добычи в обобщенное аналитическое выражение для создания карт свойств флюида, адаптированных к условиям изучаемого месторождения.

6.2.6. Обобщенные корреляции PVT

Обобщенные корреляции PVT-свойств используются с 1950-х годов для получения упрощенного описания свойств пластовых флюидов на основании поверхностных измерений. За прошедшие годы количество литературы постоянно росло, так что в настоящий момент имеется несколько корреляций, которые часто позволяют получить удивительно точные оценки наиболее важных свойств флюида.

Ограничивая обсуждение основными параметрами PVT (давление насыщения, объемные коэффициенты нефти или газа в пластовых условиях и газовый фактор при растворенном газе), необходимо отметить, что применение корреляций требует предварительного знания некоторых основных параметров добычи, таких как плотность добытой нефти в градусах API, плотность попутного газа, эксплуатационный газовый фактор и температура в пласте.

Наиболее широко используемые из этих корреляций были получены Стэндингом (Standing) для сырых нефти и газа месторождений в Калифорнии [10], однако имеются и другие корреляции, которые могут оказаться более подходящими, в зависимости от конкретных особенностей изучаемого продуктивного пласта. Мы также отмечаем корреляции, созданные Ласатером, Васкесом и Беггзом, а также Гласё.

Интересным моментом, когда речь идет об эмпирических корреляциях, является возможность использования местных корреляций, то есть корреляций, составленных для конкретной изучаемой залежи. Такие корреляции, как правило, рассчитываются посредством статистического объединения большого количества исследований пластового флюида, сделанных на протяжении многих лет, и обычно составляются для всех крупных продуктивных бассейнов, например для Мексиканского залива [11]. Эти корреляции могут оказаться очень точными и достоверными, поэтому всегда следует интересоваться их наличием.

Обобщенные корреляции также являются одним из главных источников для определения большинства других параметров PVT нефти и газа, от вязкости и изотермической сжимаемости до коэффициента сжимаемости газа. В источнике [12] приводится интересный обзор основных существующих эмпирических корреляций.

Расширенное использование корреляций PVT

Ранее обобщенные корреляции применялись тогда, когда лабораторные измерения были недоступны или когда по тем или иным причинам они считаются не отражающими реальное состояние пластовых флюидов.

Однако за последние годы среди инженеров-разработчиков наметилась новая волна интереса к корреляциям PVT. Недавно появившиеся программные пакеты для обработки данных PVT позволяют гораздо шире использовать эмпирические корреляции, нежели это делалось в прошлом, поскольку в этом случае данные могут согласовываться с результатами лабораторных испытаний при помощи обычных процедур регрессии посредством незначительного изменения некоторых констант, фигурирующих в данных уравнениях. Большое преимущество этого подхода состоит в том, что в качестве входных данных при составлении эмпирических корреляций используются данные добычи в поверхностных условиях, поэтому они могут использоваться для создания моделей PVT в масштабе всего месторождения в виде карт, которые в то же время соответствуют имеющимся данным лабораторных испытаний.

Такие способы, совершенно неприменимые в прошлом, позволяют инженеру-разработчику лучше проследить наличие и влияние возможных пространственных изменений свойств пластового флюида.

6.2.7. Объединение информации PVT

Моделирование свойств пластового флюида в большинстве случаев является сложной задачей. Хотя общих правил не существует, можно определить несколько общих руководящих принципов. Эти общие принципы как обычно связаны с объединением всей имеющейся информации и могут быть обобщены в виде следующих моментов:

- Лабораторные методики являются самым точным источником информации о свойствах пластового флюида, однако такая информация не всегда бывает достоверной. Кроме того, будучи основанными на отдельных образцах, эти методы позволяют получить дискретную информацию, которую необходимо объединять с данными из других источников, когда возникает необходимость исследовать пространственные изменения.
- Достоверность лабораторных измерений в большой мере зависит от репрезентативности образцов. За этим всегда следует внимательно следить, и в случае необходимости применять соответствующие поправки, чтобы повысить достоверность получаемых результатов.
- Данные дифференциального дегазирования всегда следует корректировать с учетом фактических условий сепарации, опираясь на результаты однократного разгазирования.
- Во всех случаях результаты лабораторных испытаний необходимо сопоставлять с данными добычи, так как последние отражают реальное поведение пласта-коллектора. При обнаружении несоответствий, лабораторные данные должны корректироваться с учетом данных добычи.
- Обобщенные эмпирические корреляции могут стать основой для создания адекватных моделей поведения параметров PVT данного месторождения. Они применяются в тех случаях, когда лабораторные испытания не проводились или когда их результаты считаются недостоверно отражающими реальные свойства пластовых флюидов.
- Обобщенные корреляции также могут использоваться для согласования результатов лабораторных испытаний, и, будучи основанными на параметрах добычи в поверхностных условиях, они являются полезным средством интеграции, позволяющим создавать пространственные модели распределения свойств пластовых флюидов.

И наконец, следует упомянуть, что моделирование уравнения состояния, хотя оно и не рассматривается явно в этом контексте, представляет собой еще одно

средство объединения имеющейся информации о свойствах пластовых флюидов. Этот подход следует учитывать всякий раз, когда необходимо провести моделирование композиционного состава пластовых флюидов.

6.2.8. Свойства пластовой воды

Пластовая вода всегда тесно связана с залежами углеводородов, поэтому ее необходимо тщательно изучать в рамках любого комплексного исследования пласта-коллектора.

С одной стороны, свойства воды важны при петрофизических расчетах и, как следствие, для определения начальных геологических запасов нефти (см. пункт 4.1.4.2).

С другой стороны, при рассмотрении динамической модели пласта-коллектора свойства пластовой воды необходимо определять по целому ряду причин, начиная от оценки ее способности к расширению для расчетов на основе материального баланса и заканчивая проблемами совместимости, имеющими отношение к проектам по заводнению.

К интересующим нас свойствам относятся растворимость природного газа в воде, объемный коэффициент, сжимаемость, плотность и вязкость. Все эти свойства зависят от пластового давления и температуры и, конечно же, от химического состава воды.

6.2.8.1. Химический состав

Под химическим составом пластовой воды подразумевается концентрация ионов, которая может быть определена посредством стандартных лабораторных методов.

Наиболее часто в пластовых водах встречаются следующие ионы:

- среди катионов: натрий (Na^+), калий (K^+), кальций (Ca^{++}) и магний (Mg^{++}).
- среди анионов: хлориды (Cl^-), сульфаты (SO_4^{--}) и карбонаты (CO_3^{--} и HCO_3^-)

Результаты этих анализов обычно представляются в виде диаграмм, что позволяет визуально изобразить основные ионы, присутствующие в растворе, и дает возможность быстро сравнить результаты различных анализов. Наиболее популярной из этих диаграмм является так называемая диаграмма Стиффа [13], на которой анионы обозначаются справа, а катионы — в левой части совокупности четырех прямых горизонтальных линий. Концентрация веществ выражается в миллиэквивалентах на литр (рис. 6.16). Преимущество диаграммы Стиффа состоит в том, что на ней изображаются различные и типичные схемы характеристик для различающихся пластовых вод, которые можно быстро распознать.

Систематическое и тщательное выполнение всех возможных анализов пластовых вод во многих случаях имеет первостепенное значение при комплексном изучении коллекторских свойств пласта, особенно на тех месторождениях,

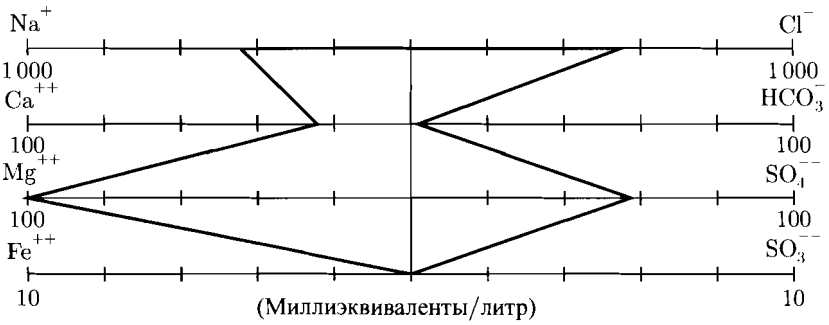


Рис. 6.16. Диаграмма Стиффа

где осуществляются проекты заводнения, или там, где наблюдается необъяснимое продвижение контурных вод.

Когда речь идет о заводнении, изучение имеющихся образцов воды дает возможность провести различия между естественным водоносным горизонтом и нагнетаемыми водами, что, в свою очередь, является существенным шагом при определении характеристик процесса вытеснения и его оптимизации.

Еще одной областью, где исследование пластовых вод может оказаться очень полезным, является выявление случаев подозрительного продвижения контурных вод. Так, например, если предполагается наличие активной гидродинамики, рассмотрение состава пластовых вод должно выявить наличие высокого содержания сульфатов и карбонатов, что является характерным для инфильтрационных вод. Аналогичным образом могут быть объяснены проблемы на стадии заканчивания скважины, если удастся доказать, что добываемая вода имеет состав, отличающийся от известного состава пластовой воды.

6.2.8.2. PVT- и другие свойства

Характеристики пластовых вод редко измеряются в лаборатории, так как в большинстве случаев они могут быть спокойно определены посредством соответствующих эмпирических корреляций. Эти корреляции составляются с опорой на основные параметры продуктивного пласта (давление и температура) и с учетом минерализации воды, которая обычно выражается как общая совокупная минерализация.

В источниках [12] и [14] приводятся наиболее широко используемые корреляции для определения свойств пластовой воды, а также их обычные способы визуального представления.

6.3. Взаимодействие породы и флюидов

Фильтрационные свойства породы-коллектора применяются при исследовании и разработке коллекторов нефти и газа и при моделировании для описания многофазного потока в продуктивном пласте. Как следствие, первостепенное

значение для получения точных результатов имеет верное определение наборов свойств и их пространственного распределения.

В этом контексте будут обсуждаться три основных свойства породы-коллектора: смачиваемость, капиллярное давление и относительная фазовая проницаемость.

6.3.1. Смачиваемость

Смачиваемость определяется как тенденция одного флюида «прилипать» к поверхности горной породы в присутствии других несмешивающихся флюидов.

Для реально существующих продуктивных пластов могут определяться различные состояния смачиваемости, в зависимости от относительного распределения пластовых флюидов по отношению к общей структуре породы-коллектора[1].

- **Гидрофильная (смачиваемая водой)**. Вся поверхность породы покрыта водой, тогда как нефть и газ скапливаются в центре наиболее крупных пор.
- **Гидрофобная (смачиваемая нефтью)**. Взаимное расположение нефти и воды является обратным по сравнению с состоянием породы, смачиваемой водой: нефть покрывает поверхность породы, а вода концентрируется в центре наиболее крупных пор.
- **Смешанная смачиваемость**. Этот термин применяется по отношению к таким породам-коллекторам, где и нефть, и вода имеют тенденцию «прилипать» к поверхности пор.

Важность смачиваемости связана с тем, что относительное распределение флюидов внутри сети поровых пространств напрямую влияет на микроскопические реологические свойства. Другими словами, гидрофильные и гидрофобные пласты-коллекторы ведут себя по-разному в том, что касается процесса вытеснения. На рис. 6.17 схематически изображается процесс заводнения в смачиваемых водой (процесс пропитки) и в смачиваемых нефтью (процесс дренирования) продуктивных пластах. Вполне очевидно, что в этих двух случаях наблюдается абсолютно различное изменение насыщенности пластовых флюидов, что, в свою очередь, обусловливает различные коэффициенты нефтеотдачи.

На протяжении многих лет смачиваемость была объектом обширной теоретической и экспериментальной работы. В источниках с [15] по [20] обобщается основная масса знаний, накопленных по данному вопросу.

Общепринято, что смачиваемость является следствием адсорбции молярных соединений на поверхности породы-коллектора. Тем не менее, считается, что на избирательную смачиваемость породы-коллектора оказывают влияние несколько факторов:

- **Состав нефти и пластовой воды**. В частности, для нефти с высоким содержанием асфальтенов с большей вероятностью будут характерны гидрофобные условия.

[1] Заметьте, что газ всегда считается несмачивающей фазой.

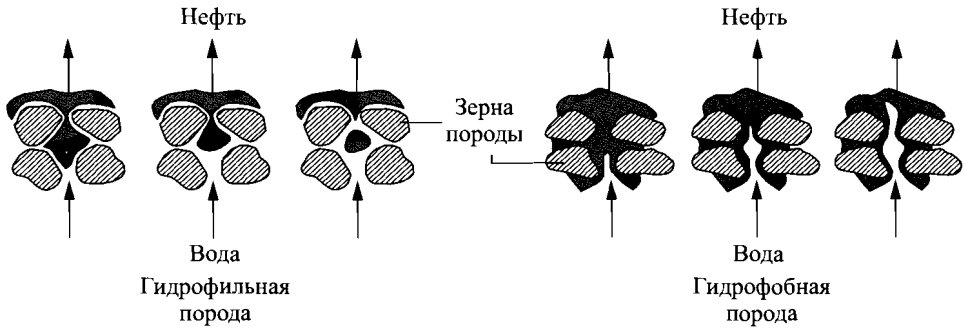


Рис. 6.17. Вытеснение нефти в гидрофильных и гидрофобных коллекторах во время заводнения

- **Минералогические свойства породы-коллектора**. Гидрофобность более характерна для карбонатных, чем для кремнисто-обломочных пород.
- **Показатель насыщенности пласта связанной водой**. Чем ниже уровень связанной воды, тем более чётко проявляются гидрофобные свойства породы. Это означает, что на смачиваемость также влияет высота над уровнем ВНК.

Смачиваемость определяется в лаборатории на образцах керна цилиндрической формы. В специальной литературе описано несколько типов экспериментов, которые здесь рассматриваться не будут. Наиболее типичные из этих экспериментов предполагают самопроизвольное и/или принудительное пропитывание образца с применением пластовых флюидов, в результате чего определяется **показатель смачиваемости**, который позволяет получить полуколичественную оценку преобладающей смачиваемости данной породы.

В частности, показатель смачиваемости, равный 0, обозначает нейтральную породу-коллектор, тогда как значения $+1$ и -1 обозначают сильно проявленные характеристики смачиваемости водой и нефтью соответственно.

Заметьте, что сама по себе смачиваемость не используется непосредственно при расчетах, связанных с проектированием разработки коллекторов. Тем не менее, она имеет огромное значение для оценки других свойств породы-коллектора, таких как капиллярное давление и относительная проницаемость. Если исследованные образцы керна цилиндрической формы не отражают реального состояния пласта-коллектора по смачиваемости, результаты последующих специальных анализов керна окажутся совершенно неверными.

В этом отношении стоит упомянуть о том, что на этапе становления технологии добычи нефти считалось, что все продуктивные пласты были предпочтительно смачиваемыми гидрофильными. Это объяснялось тем, что осадочные породы-коллекторы формировались в водной среде, тогда как миграция нефти происходила уже позднее. Заметьте, что это убеждение оказало значительное влияние на проводившиеся в прошлом специальные анализы керна, поскольку перед исследованием добытые образцы высушивались и насыщались пластовой

водой как раз для того, чтобы сохранить условия смачиваемости водой. Поэтому во всех случаях, когда есть вероятность, что условия в пласте не предполагают гидрофильности, от таких анализов следует отказаться.

Согласно относительно недавно проведенным исследованиям, большая часть пластов-коллекторов по всему миру является пластами с промежуточной смачиваемостью, хотя пласты, состоящие из предпочтительно гидрофобных пород, также встречаются довольно часто. В таких случаях сохранение или восстановление исходных условий смачиваемости для данной породы-коллектора являются важнейшим этапом любой экспериментальной методики.

6.3.2. Капиллярное давление

Детальное обсуждение проблем измерения капиллярного давления, а также объединения полученных результатов с данными каротажа, было представлено в пункте 4.1.4.1 *B*, тогда как методика получения согласованных функций капиллярного давления при дренировании приводилась в пункте 4.2.2.4.

В этом контексте полезно упомянуть, что помимо установления начального равновесия флюидов капиллярное давление также действует как динамический механизм в продуктивном пласте наряду с вязкими и гравитационными силами. При этом могут быть задействованы и процесс дренирования, и процесс пропитки. Кривые капиллярного давления при дренировании применяются для определения условий начального насыщения (инициализация модели), а кривые капиллярного давления при пропитке — на этапе моделирования.

Процессы пропитки, такие как вытеснение нефти водой в гидрофильном пласте-коллекторе или проникновение воды или нефти в газовую шапку, требуют построения кривых капиллярного давления при пропитке. Такие кривые обычно составляются в лаборатории посредством анализа образцов керна. На рис. 6.18 сравниваются два набора функций капиллярного давления при дренировании и пропитке для типичного песчанистого коллектора.

В большинстве продуктивных пластов роль капиллярных сил в общей системе энергетического баланса пренебрежимо мала, в особенности при значительных градиентах вязкостного давления. Однако в некоторых случаях капиллярное давление может играть важную роль при добыче. Это происходит, например, в гидрофильных трещиноватых коллекторах, где значительное увеличение суммарной добычи достигается за счет капиллярной пропитки матрицы породы. Другие примеры относятся к неоднородным коллекторам, где значительное количество нефти оказывается захваченным в слоях с низкой проницаемостью.

В таких случаях получение верных кривых капиллярного давления для циклов дренирования и пропитки имеет огромную важность для обеспечения точности конечных результатов.

6.3.3. Относительная проницаемость

Абсолютная проницаемость является свойством пористой среды и не зависит от насыщающего эту среду флюида при условии, что между породой и флюидом не происходит никакой реакции.

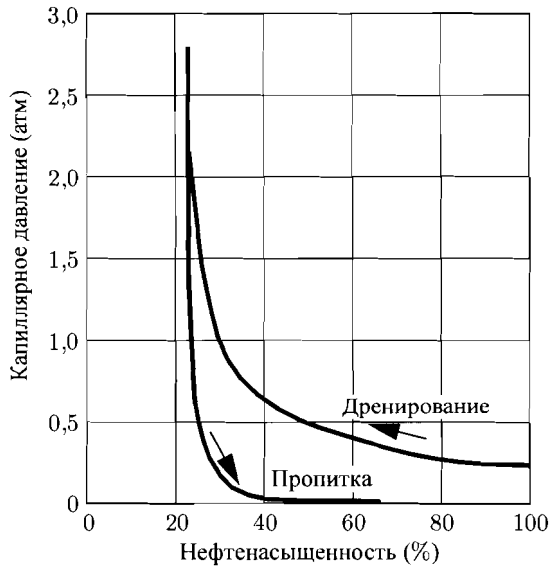


Рис. 6.18. Кривые капиллярного давления при дренировании и пропитке

Когда в поровом пространстве присутствует более одного флюида, как это имеет место в нефтяных пластах, понятие проницаемости должно применяться к каждой фазе по отдельности, так как проницаемость зависит от количества и распределения той или иной жидкой фазы в рамках системы пор. На этом основании мы можем определить эффективную проницаемость для определенного флюида, которая, как и абсолютная проницаемость, может также определяться за счет применения закона Дарси (согласно предположению, что эти флюиды являются несмешивающимися, несжимающимися и что на равномерный поток каждой из фаз не действуют никакие гравитационные силы).

Альтернативный способ определения проницаемости определенной жидкой фазы состоит в том, чтобы нормализовать ее с учетом значения абсолютной проницаемости. Это широко используемая концепция **относительной проницаемости** (по отношению к абсолютной), которую можно выразить следующим образом:

$$kr_o = \frac{k_o}{k}, \quad kr_g = \frac{k_g}{k}, \quad kr_w = \frac{k_w}{k},$$

где k — это абсолютная проницаемость, а k_o, k_g и k_w — эффективная нефте-, газо- и водопроницаемость соответственно.

Понятие относительной проницаемости является фундаментальным при моделировании динамического поведения продуктивного пласта, так как оно обозначает относительную долю каждой фазы в суммарном многофазном потоке. Как известно каждому инженеру-разработчику, верное определение набора функций относительной проницаемости является одним из самых трудных и в то же время одним из самых важных шагов при построении достоверной фильтрационной

модели, поэтому данному этапу исследования необходимо уделять должное внимание.

В следующих разделах будут кратко рассмотрены имеющиеся методы, позволяющие получить наборы функций относительной проницаемости. Также делается небольшое отступление по поводу остаточной нефтенасыщенности (Sor_w), так как это один из самых важных моментов, касающихся относительной проницаемости.

Следует заметить, что, поскольку мы ограничиваемся вопросами методики, будет обсуждаться только общий случай водонефтяной системы. К другим системам мы будем обращаться только в особых случаях.

6.3.3.1. Лабораторные измерения

Относительная проницаемость может измеряться в лаборатории на образцах керна. В специальной литературе описывается большое количество методов (которые всесторонне обобщаются в источнике [21]), но в принципе все их можно подразделить на испытания в установившемся или неустановившемся режиме.

- **Установившийся режим**. При применении метода установившегося режима постоянная пропорция флюидов пропускается через тестовый образец до достижения равновесного состояния давления и насыщения. Эффективная проницаемость каждой жидкой фазы вычисляется как функция насыщения посредством прямого применения закона Дарси путем замеров объемного расхода жидкости, падения давления и насыщенности каждой отдельной фазы. За все эти годы было разработано и введено в обиход множество методов, при этом наибольшее распространение получили пенсильванский метод и метод Хасслера.
- **Неустановившийся режим**. Испытания этого типа проводятся посредством измерения общего объема потока на выходе из образца керна в ходе процесса принудительного вытеснения и расчета по результатам данных измерений коэффициента относительной проницаемости. Обычной функцией, применяемой для вычисления относительной проницаемости, является та или иная форма уравнения Баклея–Леверетта. Методы неустановившегося режима быстрее и дешевле методов установившегося режима.

Что касается точности результатов, считается, что методы установившегося режима позволяют получить более достоверные результаты, так как они основываются на прямых измерениях параметров, определяющих эффективную проницаемость, то есть тех параметров, которые фигурируют в законе Дарси. Методы неустановившегося режима хоть и являются более простыми и быстрыми с точки зрения применения, в большей степени подвержены проблемам интерпретации.

Однако, как уже отмечалось [22], степень эквивалентности различных методов, применяющихся для измерения относительной проницаемости, еще не была установлена, поэтому невозможно априори считать какой-то из них лучшим или наиболее точным.

Во всех случаях для таких типов измерений, вероятно, будет характерна существенная степень неопределенности. Недавно изданное сравнительное исследование [23] показало, что при применении заданных лабораторных методик к однородным образцам керна, смачиваемым водой, по результатам исследований четырех подрядчиков на выполнение кернового анализа были выявлены различия 20 показателей остаточной нефтенасыщенности, а отношение самого высокого и самого низкого значений предельной относительной проницаемости по воде составило 3. Хуже того, когда лаборатории применяли свои собственные стандартные методики, количество различий возросло до 35 показателей, а отношение предельных значений относительной проницаемости по воде составило 10.

На рис. 6.19 показаны предельные значения относительной проницаемости по нефти и воде, замеренные на одинаковых образцах в этих 4 лабораториях, в каждой из которых применялись свои предпочтительные процедуры. Естественно, что эти выводы вызывают сомнения в полезности подобных видов измерений.

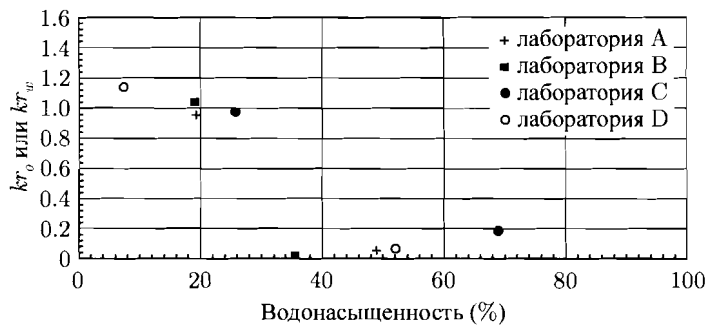


Рис. 6.19. Предельные значения относительной проницаемости по нефти и воде по данным 4 лабораторий [23]

По сути, изначальная достоверность лабораторных измерений является только одним из аспектов, причем, возможно, не самым важным, что касается получения верных функций относительной проницаемости. На самом деле необходимо учитывать по крайней мере три существенных фактора, которые могут влиять на значение кривых относительной проницаемости, полученных на основании лабораторных данных.

А. Смачиваемость

Смачиваемость влияет на относительную проницаемость, так как она является главным фактором, от которого зависит местоположение, движение и распределение флюидов в системе поровых пространств. Влияние смачиваемости на относительную проницаемость подробно обсуждается в источнике [19].

Как правило, для гидрофильных пород характерна более низкая фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности, чем для гидрофобных пород, так же как более высокая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности. На рис. 6.20 показана характерная форма кривых от-

носительной фазовой проницаемости для системы вода–нефть при различных условиях смачиваемости. Заметьте, что в системе газ–нефть, где газ всегда является несмачивающей фазой, проблемы смачиваемости гораздо менее актуальны.

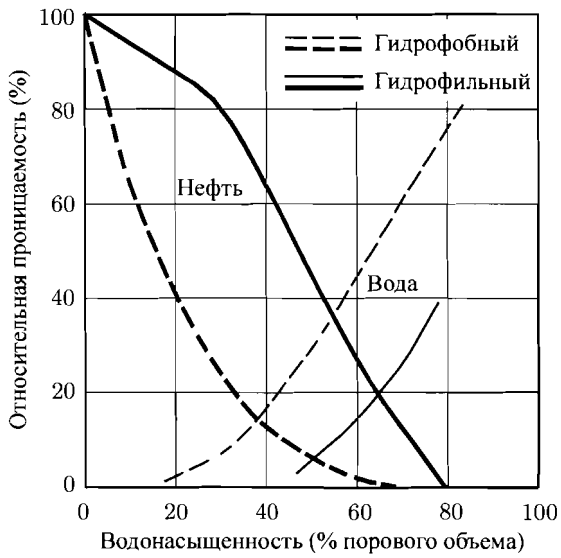


Рис. 6.20. Типичные кривые относительной фазовой проницаемости для пластов-коллекторов, смачиваемых водой и смачиваемых нефтью

Что касается относительной проницаемости, проблема состоит в том, что первоначальная смачиваемость породы-коллектора в исследуемых образцах керна оказывается измененной. Известны многие факторы, оказывающие влияние на первоначальную смачиваемость: среди них можно выделить процесс отбора и добычи керна, загрязнение образцов жидкостью для отбора керна, выветривание и загрязнение в процессе хранения, процедуры очистки и подготовки, а также воздействие в процессе измерения [15]. Наиболее репрезентативными являются так называемые изолированные образцы керна или образцы в естественном состоянии, отобранные из керна, вырезанного с применением малоинвазивных техник.

При отсутствии изолированного керна применяется альтернативная процедура, предполагающая выдерживание извлеченных образцов в пластовой нефти в течение нескольких недель для восстановления первоначальной смачиваемости, которая могла измениться вследствие процедуры очистки.

На рис. 6.21 показаны кривые относительной проницаемости для образца из песчаника с высокой пористостью и проницаемостью, на которых результаты предшествующего измерения, проводившегося на очищенном и извлеченном с применением толуола образце керна цилиндрической формы, сравниваются с результатами последующего измерения, осуществленного после 4 недель вы-

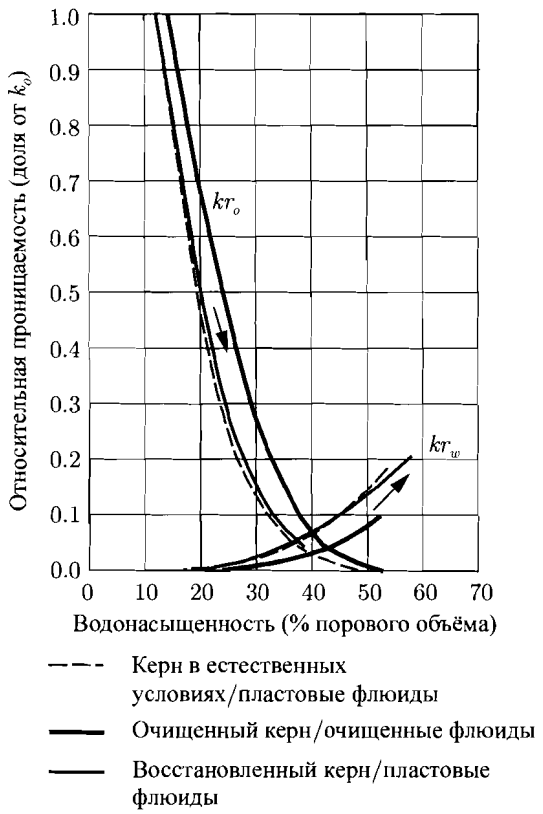


Рис. 6.21. Относительная проницаемость для очищенных, естественных и восстановленных образцов керна цилиндрической формы

держивания в пластовой нефти. Налицо значительные различия между этими двумя наборами данных в плане как формы кривых, так и предельных значений, следствием чего стали бы совершенно иные результаты на этапе моделирования. Также следует отметить, что кривые, полученные для выдержанных образцов, выглядят очень похожими на кривые для образцов в естественном состоянии.

B. Неоднородности в масштабе образца керна

Присутствие и влияние на поток флюидов неоднородностей в масштабе образца керна признается с давних пор [24]. Эта проблема представлена на рис. 6.22, где показаны наборы кривых относительной проницаемости, полученных для образцов керна цилиндрической формы, вырезанных с ориентацией, отличающейся от преобладающей неоднородности в масштабе образца керна.

Эта проблема обычно решается путем вырезания образцов в более однородных частях керна, однако на самом деле мелкомасштабная слоистость всегда присутствует в продуктивных пластах и оказывает влияние на движение флюидов. Этот вопрос досконально обсуждается в специальной литературе [25, 26]

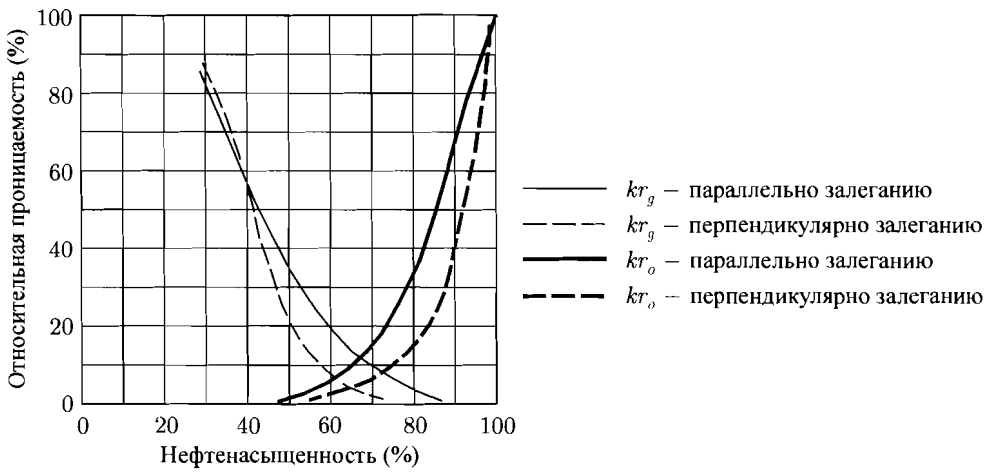


Рис. 6.22. Влияние анизотропии на замеры относительной проницаемости

и иллюстрируется на рис. 6.23, где показаны различные виды слоистости в масштабе, сравнимом с размером типичного образца керна цилиндрической формы. Там также описывается их влияние на результаты измерений относительной проницаемости.

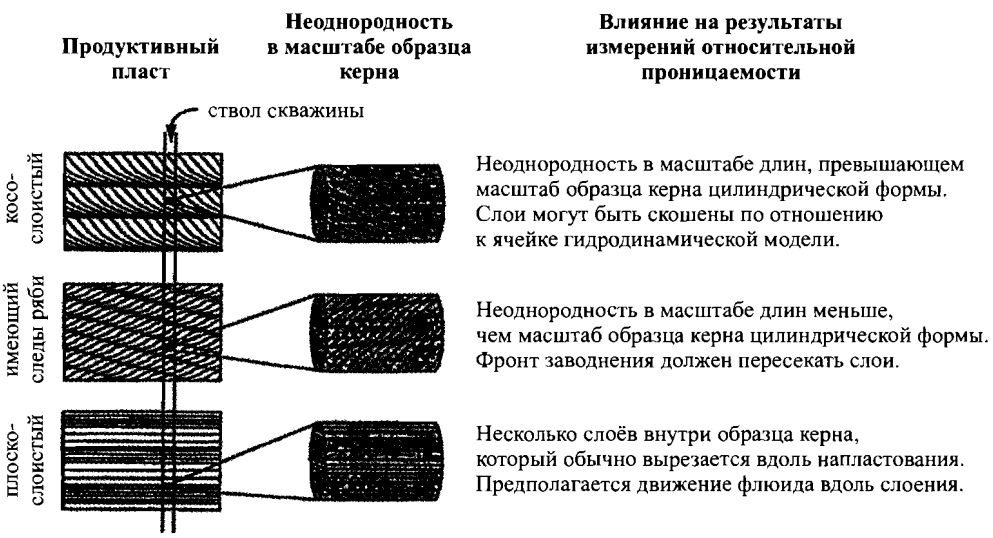


Рис. 6.23. Виды слоистости в масштабе образца керна и их влияние на относительную проницаемость (из источника [25])

C. Неоднородности в более крупном масштабе

Влияние крупномасштабных неоднородностей коллектора на движение флюидов уже обсуждалось в разделе 3.4. Что касается относительной проницаемо-

сти, в данном случае особенно важно определить, какова природа внутренней неоднородности, присутствующей внутри образца керна цилиндрической формы, а также понять, существуют ли в пласте неоднородности более крупного масштаба, воздействие которых невозможно оценить на уровне образца керна цилиндрической формы. В таких случаях прямое соотнесение кривых относительной проницаемости по керну с блоками масштабной сетки модели приведет к неверному моделированию реального движения флюидов в продуктивном пласте.

В заключение заметим, что качество лабораторных данных относительной проницаемости должно быть тщательно проверено за счет внимательного наблюдения за процедурами отбора образцов керна, их очистки и измерения, а также необходимо учитывать тип изучаемого продуктивного пласта и те неоднородности, которые будут влиять на динамическое поведение данного коллектора.

Когда есть сомнения относительно достоверности или репрезентативности имеющихся лабораторных измерений, очень важно сравнить полученные результаты с данными из независимых источников.

6.3.3.2. Эмпирические корреляции

Эмпирические модели относительной проницаемости предлагались многими авторами с начала 1950-х годов. Данные модели позволяют создавать кривые относительной проницаемости, совместимые с изучаемой породой-коллектором в условиях отсутствия результатов анализов, при этом преимуществом является возможность получения достаточно надежных данных быстрым и удобным способом.

Эти модели можно подразделить на 2 основные категории:

- **Капиллярные модели**. Эти модели основываются на посылке, согласно которой породу-коллектор можно представить как совокупность капиллярных трубок различного диаметра, при этом вводится параметр извилистости, позволяющий учесть фактическую геометрию линии тока пластового флюида. Данный подход позволяет применить при расчетах широко распространенные уравнения Дарси и Пуазейля. Среди наиболее популярных уравнений этого типа можно выделить уравнения, предложенные Кори [27] (Corey).
- **Эмпирические уравнения**. Эти уравнения основаны на моделировании наборов кривых измеренной относительной проницаемости, получаемых обычно посредством регрессивного анализа. Были получены различные уравнения, в зависимости от типа породы (песчаники, известняки, конгломераты), ее текстуры (консолидированные, неконсолидированные) и смачиваемости (гидрофильные и гидрофобные).

Всестороннее представление о различных моделях, представленных в специальной литературе, можно получить из источника [21]. Следует заметить, что уравнениями такого типа не следует пренебрегать даже при наличии данных кернового анализа, так как они дают возможность получить достаточно точные данные, которые могут быть использованы для моделирования пласта-коллектора.

6.3.3.3. Промысловые данные

При благоприятных условиях данные относительной проницаемости могут быть получены на основе промысловых данных. В данном случае суть метода сводится к созданию кривых движения отдельных фаз в многофазном потоке в системах газ–нефть или вода–нефть, которые соотносят наблюдаемый эксплуатационный газовый фактор или обводненность с существующими в продуктивном пласте преобладающими условиями насыщения.

На рис. 6.24 показан пример месторождения с активным заводнением. Значения коэффициента k_o/k_w были получены в результате расчетов движения отдельных фаз в многофазном потоке, основанных на теории фронтального вытеснения Баклея – Леверетта, тогда как водонасыщенность вычисляется с применением метода материального баланса. Точки на рисунке представляют собой измеренные значения обводненности и могут применяться для проверки кривой движения отдельных фаз в многофазном потоке, а следовательно, и относительной проницаемости.

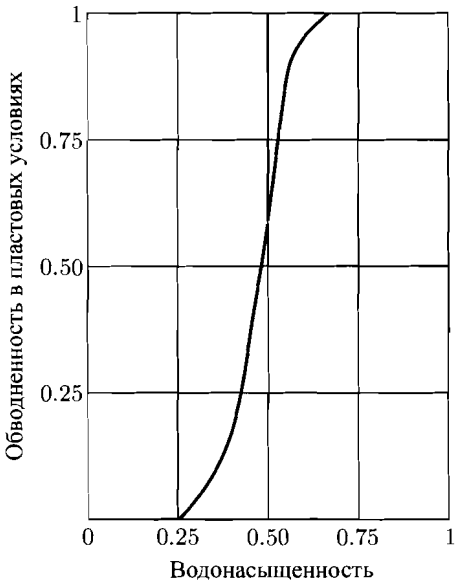


Рис. 6.24. Определение относительной проницаемости по промысловым данным

Этот метод позволяет получить представление о реальном поведении пласта-коллектора, даже если в распоряжении имеется всего несколько точек. Эта информация, в свою очередь, может использоваться для проверки кривых, полученных в лаборатории, когда таковые имеются в наличии.

Конечно же, достоверность такого рода вычислений зависит от целого ряда факторов. В частности, обязательно нужно иметь промысловые данные хорошего качества, при этом также действуют ограничения, характерные для классического подхода материального баланса (см. пункт 6.6).

6.3.3.4. Относительная проницаемость посредством численного моделирования (псевдофункций)

Один из самых серьезных недостатков данных относительной проницаемости, полученных на основе кернового анализа, связан с типичным размером ячейки сетки модели. Чем крупнее ячейки, тем менее репрезентативными в принципе будут результаты анализа кернового материала. Заметьте также, что с этой точки зрения проблема соотнесения соответствующих функций относительной проницаемости с ячейками модели пласта может считаться проблемой ремасштабирования.

С начала развития численного моделирования предлагались различные подходы по ремасштабированию данных относительной фазовой проницаемости. Наиболее широко применяемый метод предполагает построение мелкомасштабной имитационной модели (обычно это вертикальный поперечный разрез), которая затем применяется для получения кривых усредненных относительных фазовых проницаемостей (и капиллярного давления). На жаргоне инженеров-разработчиков эти усредненные кривые обычно называются **псевдофункциями**. Суть идеи заключается в том, что псевдофункции должны воспроизводить в приближенной модели те же самые начальное распределение флюидов, движение флюидов и поведение давления, которые наблюдаются в мелкомасштабной модели.

Обычно в пластовых исследованиях широко применяются два типа псевдофункций: псевдофункции гравитационного разделения фаз [28], основанные на предположении, что вертикальное распределение флюидов определяется гравитацией и капиллярным давлением, и динамические псевдофункции [29], которые представляют собой самый общий случай, когда в расчет также принимаются силы вязкого сопротивления. Детальное обсуждение псевдофункций различного вида, а также их использования можно найти в источнике [30].

Псевдофункции широко применялись в прошлом, когда ограничения, связанные с недостатком вычислительных ресурсов, вынуждали инженеров-разработчиков использовать ограниченное число вертикальных слоев. Теперь частые сетки нередко применяются даже при имитационном моделировании целого месторождения, поэтому потребность в псевдофункциях является не такой острой, как раньше.

Однако в определенных случаях выведение и применение псевдофункций до сих пор является ценным средством для инженера-разработчика, позволяющим исследовать поведение относительной проницаемости в различных масштабах.

6.3.3.5. Относительная проницаемость при трехфазной фильтрации

Во всех продуктивных пластах потенциально содержится три жидких фазы, то есть нефть, газ и вода, поэтому в большинстве случаев можно предполагать наличие одновременного потока всех этих трех фаз. Для учета таких сложных

условий движения флюидов в рамках имитационной модели необходимо определить кривые относительной проницаемости при трехфазном потоке[1].

В лаборатории данные относительной проницаемости при трехфазной фильтрации получить сложно, к тому же это занимает много времени. Поэтому большинство имитаторов позволяет применять для получения этих данных косвенные методы, такие как уравнение, предложенное Стоуном [31]. Однако следует отметить, что в принципе такие техники позволяют получить очень приблизительное описание физики процесса, и поэтому получение достоверных функций относительной проницаемости для трехфазного потока является (и, скорее всего, так будет и дальше) проблемой, связанной с большой долей неопределенности.

Всестороннее рассмотрение моделей относительной проницаемости для трехфазного потока приводится в источнике [32].

6.3.4. Остаточная нефтенасыщенность

Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении водой (Sor_w) является параметром первостепенной важности при заводнении, поскольку определяет микроскопическую эффективность процесса вытеснения, а следовательно, и конечную нефтеотдачу. Кроме того, когда рассматривается процесс увеличения нефтеотдачи пласта, показатель Sor_w часто имеет решающее значение для оценки экономической целесообразности проекта.

Остаточная нефтенасыщенность может определяться посредством целого ряда различных методов как в лаборатории, так и на промысле, что дает альтернативы при расчете данного параметра. Полный обзор имеющихся методов и присущих им ограничений можно найти в источнике [33]. В принципе могут использоваться следующие методы:

- **Керновый анализ**. Керновый анализ является методом непосредственной оценки остаточной нефтенасыщенности в лаборатории. При этом обычно применяются две техники: тест по предельным значениям относительной проницаемости и экстракция в аппарате Дина–Старка. В первом случае необходимо обратить внимание на методику измерения, так как можно ожидать получения очень различающихся результатов [23]. Во втором случае метод поиска, применяемый при отборе керна, является очень важным фактором, так как вытеснение нефти при извлечении кернового снаряда часто приводит к недооценке остаточной нефтенасыщенности. Лучшие результаты получаются при отборе керна с сохранением пластового давления и более современных методов отбора.

[1] Следует заметить, что одновременный поток трех фаз встречается в природе достаточно редко. Однако при имитационном моделировании трехфазный поток возникает сразу же, как только позволят условия насыщения ячейки сетки (а следовательно, относительная проницаемость при трехфазной фильтрации). Другими словами, трехфазный поток с большей вероятностью можно встретить при моделировании, а не в природе.

- **Оценка на основании традиционных каротажных диаграмм**. При эффективном вытеснении показатель водонасыщенности в промытой зоне соответствует остаточной нефтенасыщенности. Для вычисления этого показателя могут применяться обычные методы анализа каротажных диаграмм, преимущество такого подхода состоит в получении оценки в крупном масштабе в сравнении с керновым анализом. В этом отношении значение, полученное в ходе анализа данных каротажа, гораздо ближе по масштабу к значению, которое требуется для создания имитационной модели. На рис. 6.25 показан пример пары скважин-близнецов, пробуренных с интервалом примерно в тридцать лет. За это время водоносный горизонт значительно продвинулся и проник в нефтеносную зону, так что более поздняя скважина оказалась в полностью промытой зоне.

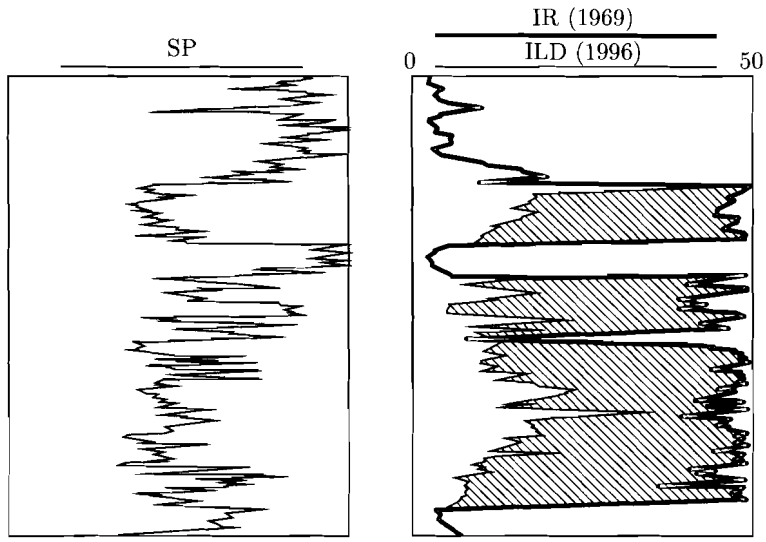


Рис. 6.25. Остаточная нефтенасыщенность по данным каротажа в скважинах-близнецах

- **Оценка на основании каротажа в эксплуатационных скважинах**. Как упоминалось в пункте 4.1.4.2, водонасыщенность может рассчитываться посредством приборов для каротажа в эксплуатационных скважинах (приборы импульсного нейтронного и углеродно-кислородного каротажа). При применении в обсаженном стволе заводненных скважин эти каротажные приборы часто позволяют получить достоверную оценку остаточной нефтенасыщенности. Также применяются специальные средства, такие как *каротаж–закачка–каротаж*. Этот метод предполагает многократное прохождение скважинного зонда до и после нагнетания в скважину воды с контрастной минерализацией. Преимущество данного подхода состоит в том, что он позволяет устранить некоторые из параметров интерпретации, таким образом давая возможность определить точное значение Sor_w в охваченных заводнением интервалах.

- **Индикаторные исследования на одной скважине**. Суть этих испытаний состоит во введении в скважину индикаторного вещества, которое имеет свойство разлагаться на составляющие, образуя второе индикаторное вещество, когда скважина закрыта. Концентрация этих двух индикаторных веществ на последующем этапе добычи может использоваться для оценки остаточной нефтенасыщенности. Эти тесты являются источником точных данных, а также позволяют получить значение Sor_w, усредненное с учетом значительной части породы-коллектора. С другой стороны, они отличаются высокой стоимостью и, как правило, проводятся только на экспериментальной стадии проектов увеличения нефтеотдачи продуктивного пласта.

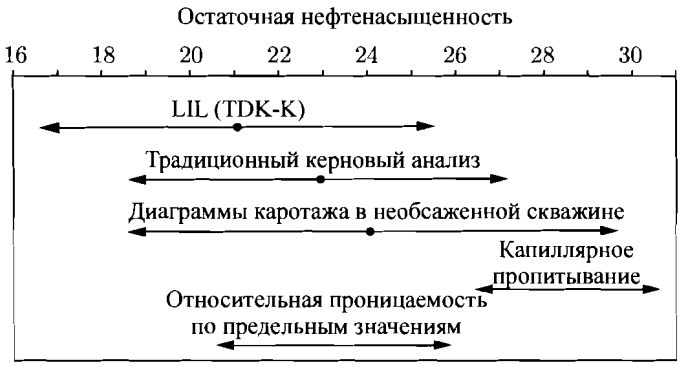


Рис. 6.26. Сравнение методов оценки остаточной нефтенасыщенности [34, с изм.]

6.4. Замеры пластового давления

Практика применения показателей забойного давления для определения динамического поведения месторождения была начата приблизительно в 1930-е годы. С тех пор замеры статистического и динамического давления в скважине и их изменения с течением времени являются одним из типичных и наиболее важных этапов в изучении коллекторских свойств пласта.

В скважине можно измерить несколько видов давления, при этом по крайней мере четыре из них представляют интерес для инженера-разработчика:

1. Статическое давление на устье, STHP (Static Tubing Head Pressure), то есть давление на устье, когда скважина закрыта.

2. Давление на устье фонтанирующей скважины, FTHP (Flowing Tubing Head Pressure), то есть давление на устье, когда скважина фонтанирует.

3. Статическое забойное давление, SBHP (Static Bottom Hole Pressure), то есть давление в забое, когда скважина закрыта.

4. Динамическое забойное давление, FBHP (Flowing Tubing Head Pressure), то есть давление в забое, когда скважина фонтанирует.

Все эти виды давления находят различное применение, начиная от расчетов потери давления на трение в скважине и заканчивая определением коэффициента продуктивности скважины.

Что касается комплексного изучения коллекторских свойств продуктивного пласта, самым значительным видом давления является статическое пластовое давление, поскольку оно непосредственно отражает динамическое поведение месторождения. В оставшейся части данной главы мы сосредоточимся именно на этом виде давления.

6.4.1. Пластовое давление

Пластовое давление определяется как общее давление жидкости в поровом пространстве. По мере эксплуатации продуктивного пласта пластовое давление имеет тенденцию понижаться. Это снижение может быть как значимым, так и незначимым в зависимости от механизма разработки пласта, следовательно, динамическое поведение пласта может быть изучено посредством анализа понижения пластового давления. Именно по этой причине данные давления являются существенной информацией для оценки поведения пласта в прошлом и для прогнозирования добычи любого разрабатываемого месторождения в будущем.

Естественное снижение давления в продуктивном пласте может быть замечено при регулярном отслеживании пластового давления в некотором количестве наблюдательных скважин, где наблюдения проводятся постоянно в течение всего периода эксплуатации месторождения. Ключевая информация, которую можно получить в ходе этих наблюдений, — это скорость падения пластового давления в отдельных скважинах, то есть насколько быстро пластовое давление понижается в месте расположения каждой скважины, а также различия в скорости падения пластового давления в разных частях месторождения, объясняющиеся наличием в пласте латеральных градиентов давления.

Различные параметры, представляющие особый интерес для геолога, такие как различия в темпах добычи из различных скважин, наличие газо- или водонагнетательных скважин, латеральные изменения свойств породы-коллектора и главным образом наличие в продуктивном пласте крупномасштабных неоднородностей (разломов, стратиграфических изменений, таких как локальные выклинивания), являются наиболее вероятной причиной существования в пласте латеральных градиентов давления.

В следующем разделе будут рассматриваться источники данных статического давления и их особенности. Далее речь пойдет об интеграции этой информации для построения непротиворечивой модели изменения давления во времени и пространстве.

6.4.2. Источники данных о пластовом давлении

Для измерения давления могут использоваться источники данных различных видов, основными из которых являются прямые измерения статического давления, данные давления по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и замеры пластоиспытателем на кабеле. В следующем пункте мы кратко рассмотрим информацию, которую несет в себе каждый из видов данных.

6.4.2.1. Прямые измерения статического давления

Сбор данных давления производится регулярно во всех продуктивных пластах на протяжении всего периода эксплуатации данного месторождения посредством датчика давления в закрытой наблюдательной скважине. Эти данные являются основным и зачастую единственным источником информации о статическом давлении в пласте.

Замеры давления, как правило, осуществляются в процессе периодических наблюдений, которые являются главным источником информации о степени истощения продуктивного пласта. В ходе этих наблюдений некоторое количество скважин закрывается на определенное время, необходимое для восстановления статического давления в окрестностях этих скважин.

В принципе любой пласт-коллектор характеризуется типичным минимальным временем закрытия, значение которого было получено в результате многолетнего опыта эксплуатации. Этот типичный период времени обычно предполагает компромисс между потребностями держать скважины закрытыми как можно дольше и при том свести к минимуму потери добычи.

В большинстве случаев продолжительность остановки скважины является очень важным моментом. В принципе время, необходимое для полного восстановления статического давления в пласте, может колебаться от нескольких часов до месяцев, в зависимости главным образом от подвижности пластового флюида. Во многих продуктивных пластах давление не успевает достичь равновесия в пределах выделенного времени остановки скважины, особенно когда речь идет о высоковязкой нефти или породах с низкой проницаемостью. В данном случае могут применяться методы определения теоретического среднего статического давления посредством записи и интерпретации кривых восстановления давления (см. следующий раздел).

Однако следует заметить, что даже при частичном восстановлении давления в скважинах полученные показатели снижения пластового давления обычно являются достаточно точными при условии, что условия измерений при проведении различных замеров давления являются одинаковыми. На самом деле при выполнении задач проектирования разработки пласта непротиворечивость данных оказывается не менее важной, чем точность, поэтому величина снижения давления в результате истощения пласта (ΔP) зачастую важнее для инженера-разработчика, чем точность показателей абсолютного давления.

Поэтому важно обеспечить непротиворечивость имеющейся информации благодаря проверке качества зарегистрированных данных давления. Подозритель-

ные замеры, связанные, например, с механическими неисправностями и слишком коротким временем остановки скважины, должны проверяться и возможно игнорироваться.

Еще одним важным моментом, имеющим отношение к данным давления, является экстраполяция зарегистрированных данных по глубине. Обычно датчик давления устанавливается в скважине на максимальной безопасной рабочей глубине, поэтому зарегистрированные показатели необходимо экстраполировать к середине продуктивного интервала с применением градиентов статического давления присутствующих в скважине флюидов. Это может стать источником ошибок во всех тех случаях, когда расположение границы разделения фаз точно не известно или когда существует неопределенность относительно плотности флюида.

Когда значение давления в центре перфорированного интервала вычислено, необходимо произвести дальнейшую экстраполяцию промысловых параметров по глубине, применяя преобладающие градиенты давления пластового флюида, полученные во время замеров. Заметьте, что, хотя эта операция часто считается тривиальной, при проведении данной экстраполяции также возможны ошибки, особенно при наличии разделения фаз флюидов в пласте.

6.4.2.2. Пластовое давление по данным гидродинамических исследований скважин

ГДИС проводятся в течение всего периода эксплуатации любого месторождения для количественной оценки продуктивности скважин и определения среднего пластового давления в призабойной зоне. Первая задача представляет особый интерес при испытаниях разведочных скважин, а вторая имеет большое значение на разрабатываемых месторождениях.

Определение среднего статического давления с опорой на данные ГДИС принадлежит к числу обычных расчетов для любого инженера-разработчика, хотя это может оказаться не такой простой задачей. Даже если оставить в стороне проблемы качества данных и трудности, связанные с проведением некоторых интерпретаций, следует учесть, что в результате интерпретации данных ГДИС могут быть получены различные результаты.

1. **Максимальное зарегистрированное давление**. Это просто самое высокое значение, зарегистрированное датчиком давления. В системах с высокой подвижностью этот показатель может быть очень близким к среднему давлению, однако в пластах с низкой проницаемостью или для высоковязких флюидов это значение может значительно занизить реальный показатель среднего давления. Во всех случаях оно представляет собой нижний предел для фактического пластового давления.

2. **Вычисленное среднее давление**. Методы для определения среднего пластового давления в пределах зоны дренирования скважины разрабатываются с тех пор, как начали проводиться гидродинамические исследования [35]. Эти

методы основываются на определении безразмерных функций зависимости давления от времени и требуют предварительного знания формы зоны дренирования, а также расположения продуктивной скважины в пределах этой зоны. Современные программные пакеты для интерпретации ГДИС позволяют быстро вычислить среднее давление, однако этот показатель зависит от предполагаемой геометрии зоны дренирования скважины. Когда существует неопределенность в отношении фактической геометрической конфигурации зоны дренирования скважины, вычисленное значение среднего давления может оказаться неверным.

3. **Экстраполированное давление P^* по методу Хорнера**. Этот метод известен уже целому поколению инженеров-разработчиков и представляет собой экстраполяцию давления на бесконечное время остановки скважины, посредством прямой линии, получаемой на графике давления от псевдофункции времени. Речь идет о теоретическом значении пластового давления в однородной бесконечно действующей системе при бесконечном времени остановки скважины. Несмотря на широкое распространение данного вида интерпретации, следует подчеркнуть, что в отношении P^* действует ряд ограничений, проистекающих из физических допущений, на которых основывается теоретическое построение Хорнера. В частности, предположение, касающееся линейного характера конечной части прямой, во многих случаях не выполняется и может привести к ошибочным результатам. Наличие границы, например разлома, приведет к отклонению конечного отрезка кривой давление–время от линейного поведения. На рис. 6.27 показана типичная ошибка при интерпретации графика Хорнера. Исчерпывающее рассмотрение применимости и ограниченности интерпретации такого вида явно выходит за рамки данной работы, однако заметим, что интересные рассуждения по поводу значения показателя P^* можно найти в [36].

Когда три типа показателей давления, описанных выше, находятся в относительном согласии, тогда определить среднее значение давления просто. Однако при значительных расхождениях, которые возникают в некоторых случаях, не существует общего правила, позволяющего получить репрезентативное среднее значение. В принципе выбор в пользу применения одного из трех видов давления, обозначенных выше, будет зависеть от каждого конкретного случая, а также от решения инженера-разрабочика. Во всех случаях, когда это возможно, мы должны пытаться добиться согласования с другими данными, полученными из независимых источников.

6.4.2.3. Данные давления по результатам замеров пластоиспытателем на кабеле

Пластоиспытатели на каротажном кабеле являются альтернативным средством измерения пластового давления.[1] Этот скважинный прибор применяется в

[1]Принципы и основные особенности данного прибора кратко описываются в пункте 4.1.5.3 *А*.

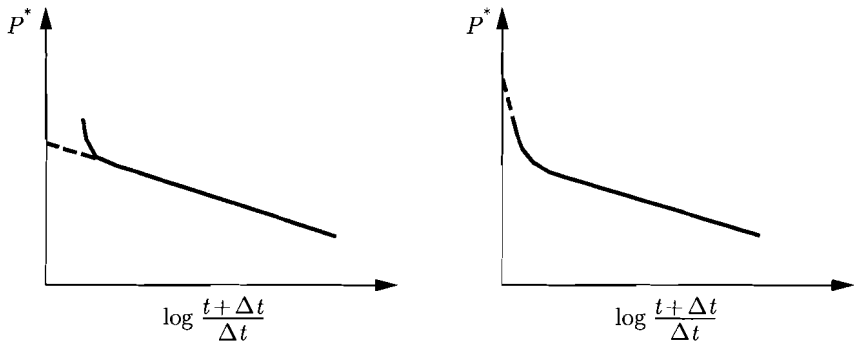


Рис. 6.27. Верная (слева) и неверная (справа) интерпретация давления P^* по Хорнеру

необсаженных стволах перед заканчиванием скважин и в случае неразрабатываемых продуктивных пластов и обычно позволяет получить достоверные и точные замеры первоначального пластового давления.

Однако наиболее интересной областью применения данного прибора, пожалуй, являются разрабатываемые пласты, так как в данном случае он дает возможность получить ценную информацию относительно истощения продуктивного пласта в месте бурения новой скважины.

От традиционных источников информации о давлении (замеры статического давления и интерпретация данных ГДИС) пластоиспытатель на каротажном кабеле отличается следующими особенностями:

- Возможность получить профиль вертикального распределения давления вдоль поперечного сечения продуктивного пласта.
- Значительно более высокая разрешающая способность и точность при определении давлений.

Эти особенности позволяют применять получаемые таким образом данные давления для решения задач, представляющих огромный интерес, например, для определения градиентов давления пластового флюида и расположения межфлюидных контактов (рис. 3.28). Однако самой важной сферой применения данных давления, полученных посредством пластоиспытателя на каротажном кабеле, является возможность определить уровень дифференциального истощения отдельных участков коллектора в неоднородных продуктивных пластах. На рис. 6.28 (слева) показан пример пласта-коллектора, в котором вследствие добычи возникло дифференциальное истощение различных песчаных горизонтов, из которых состоит данный продуктивный пласт. Для сравнения справа представлено поведение давления в однородном пласте-коллекторе.

Этот вид информации очень полезен для геолога, а также для инженера-разработчика, так как дает возможность оценить реальную сообщаемость продуктивного пласта за счет определения основных элементов потока. Он также

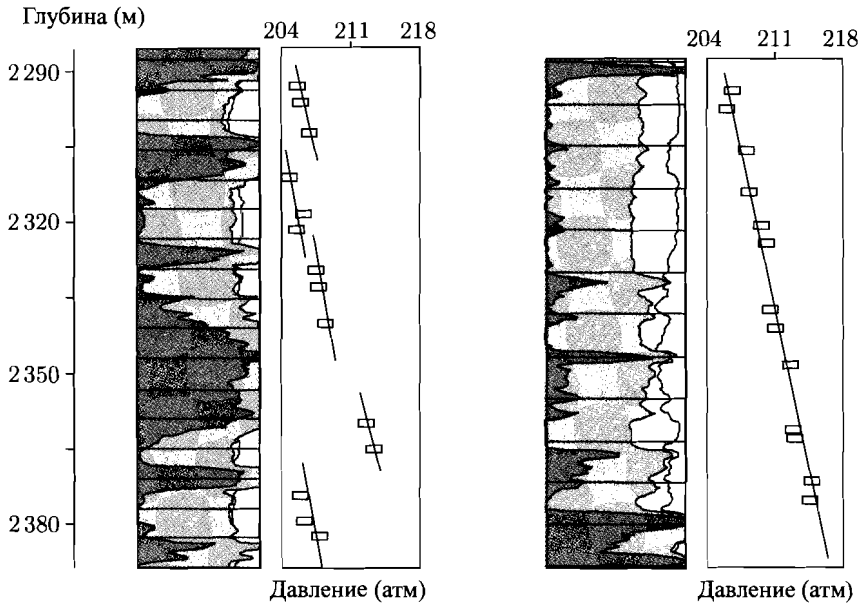


Рис. 6.28. Замеры давления пластоиспытателем на каротажном кабеле в неоднородном (слева) и в однородном (справа) пластах-коллекторах

является ценным источником информации о влиянии вертикальных неоднородностей на движение флюидов, а также о существовании неучтенных перетоков между различными пачками горных пород. И наконец, данные этого типа позволяют подтвердить правильность информации о давлении, полученной на основе имеющихся интерпретаций данных ГДИС, поскольку в тех случаях, когда существует большая разница давлений между отдельными продуктивными пластами, значение давления, полученное по результатам интерпретации совместного испытания всех объектов, может иметь мало смысла.

6.4.3. Моделирование давления

Моделирование поведения давления на определенном месторождении означает изучение изменения пластового давления во времени и в пространстве для того, чтобы получить некоторую информацию об основных механизмах вытеснения и эксплуатационных характеристиках данного продуктивного пласта.

Для того чтобы достичь этой цели, проверенная информация о давлении, полученная в результате замеров статического давления, интерпретации данных эксплуатационных испытаний и замеров посредством пластоиспытателя на каротажном кабеле, должна быть объединена в некоторую базу данных. А эта база данных, в свою очередь, станет основой для решения последующих задач исследования и разработки продуктивного пласта.

В практике проектирования разработки продуктивных пластов для этой цели используется много различных средств. Полный обзор всех этим методов, конеч-

но же, выходит за рамки данной работ, однако в принципе они попадают в ту или иную из следующих категорий:

- **Карты давления**. Имеющиеся данные давления можно использовать для создания карт давления, или карт изобар. Данные давления, относящиеся к ограниченному периоду времени, вручную переносятся на карту с отрисовкой изолиний, как это делается для любого геологического параметра. Карты создаются для некоторого количества периодов эксплуатации месторождения, в зависимости от истории добычи с начала его разработки. Так, например, карты обычно составляются до и после реализации проектов по увеличению добычи, таких как заводнение, а также на завершающих стадиях разработки. Такие карты изобар дают возможность напрямую выявить области различного давления и, как следствие, определить основные градиенты давления, действующие в пределах данного месторождения в различные периоды его эксплуатации. На рис. 6.29 показана одна из таких карт, на которой ясно прослеживается повышение давления на всем протяжении пласта вследствие притока воды с западной и северной частей месторождения (светло-серый цвет). При составлении таких карт необходимо соблюдать осторожность. Поскольку давление зависит от времени, необходимо отбирать только те замеры, которые относятся к небольшим временным интервалам, чтобы обеспечить хронологическую непротиворечивость каждой из карт. К сожалению, это требование часто вступает в противоречие с необходимостью иметь в своем распоряжении достаточно большой набор данных давления, чтобы осуществить картирование надлежащим образом.

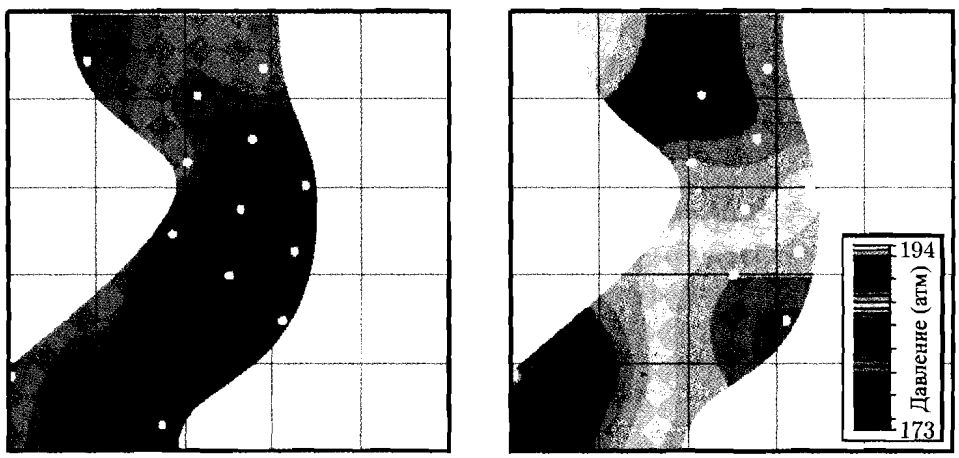


Рис. 6.29. Карты изобар в различные периоды времени

- **Профили давления**. Профили давления являются еще одним распространенным способом представления информации о давлении. Графики давления могут составляться как функция времени или суммарной добычи для

одиночной скважины, группы скважин, ограниченного сбросами блока, лицензионного участка или всего продуктивного пласта. Графики такого типа позволяют проследить изменение давления с течением времени и играют важную роль в определении основных механизмов вытеснения, а также помогают выявить возможную изолированность различных участков пласта. На рис. 6.30 показан пример нефтяного месторождения с режимом растворенного газа, в котором давление насыщения составляет порядка 330 атм. На графике зависимости давления от суммарной добычи нефти (P от N_o) небольшое изменение угла наклона кривой, наблюдаемое после суммарной добычи 1,4 миллионов тонн нефти, свидетельствует об увеличении пластовой энергии вследствие выделения газа в коллекторе. На том же самом графике можно проследить еще одно изменение наклона линии снижения пластового давления при $N_o = 4{,}4$ миллиона тонн, которое в данном случае может быть обусловлено началом реализации на этом месторождении проекта по закачке газа в пласт.

Объемное давление

При решении некоторых практических инженерных задач, в частности, при использовании метода материального баланса важно определить среднее давление в изучаемом пласте в выбранные периоды времени. Цель в данном случае заключается в том, чтобы построить кривую падения давления, которая воспроизводит динамику истощения пласта в среднем. Для того чтобы построить такую кривую, необходимо использовать метод усреднения показателей давления по отдельным скважинам в каждый период времени. В идеале показатели давления по отдельным скважинам должны усредняться с учетом объема, дренируемого каждой скважиной. Однако вследствие того что сравнительно точное значение данного параметра бывает известно нечасто, стандартная процедура усреднения основывается на схеме эффективного порового пространства:

$$P_a = \frac{\Sigma_i p_i V_i}{\Sigma_i V_i},$$

где p_i — это показатели статистического давления по отдельным скважинам, а V_i — соответствующие показатели порового объема коллектора, так как они вычисляются, например, на карте эффективных нефтенасыщенных толщин. На рис. 6.31 показан пример продуктивного пласта с неоднородным естественным снижением пластового давления вследствие латеральных изменений проницаемости в пределах месторождения. Заметьте, что применение описанной выше методики усреднения позволяет получить относительно однородную тенденцию понижения давления, которую можно без опасений использовать для вычисления материального баланса для данного продуктивного пласта.

Другие методы, позволяющие получить профили среднего давления, можно найти в [36].

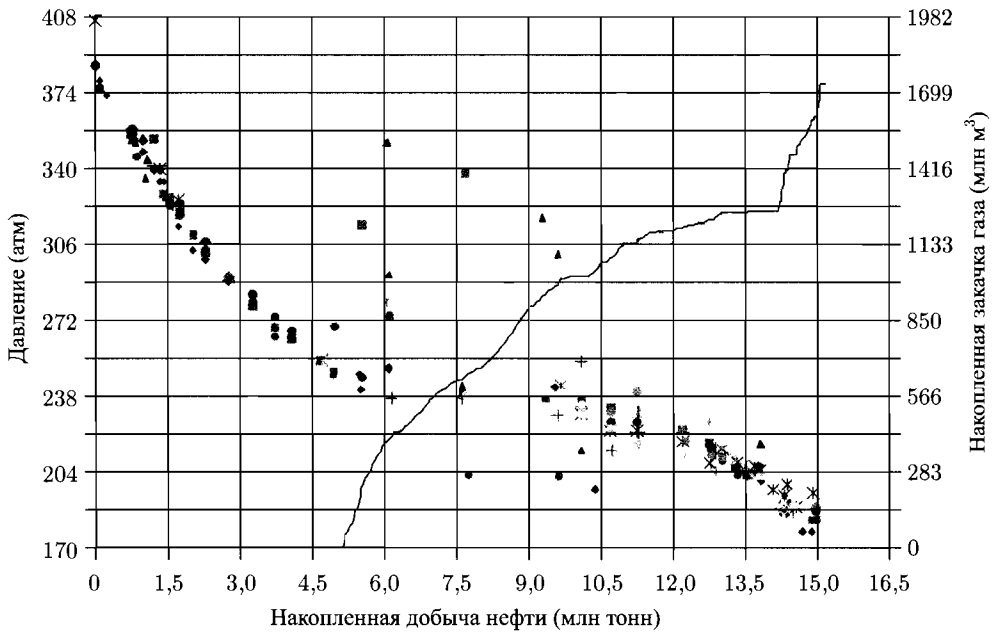


Рис. 6.30. Зависимость давления от накопленной добычи нефти для пласта с режимом растворенного газа

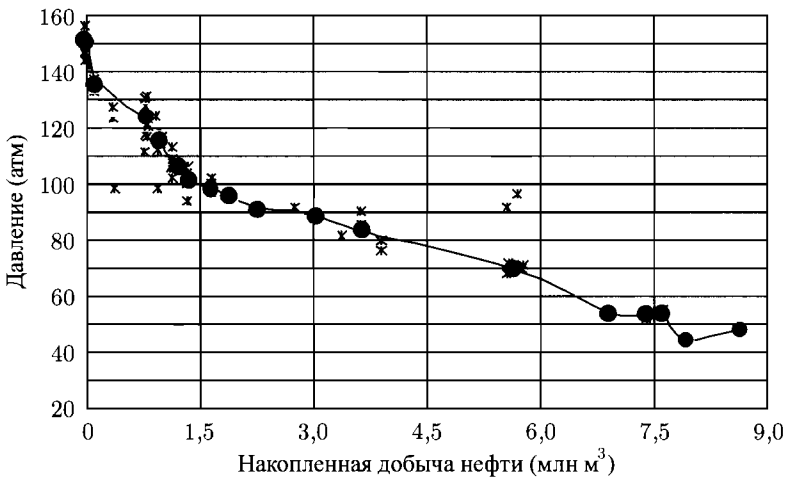


Рис. 6.31. Данные давления по отдельным скважинам и профиль среднего давления

6.5. Распределение и мониторинг пластовых флюидов

Во время открытия месторождения находятся в состоянии динамического равновесия. Хотя такие механизмы, как миграция углеводорода, диффузия или конвекция, постоянно действуют в пласте с самого начала генерации углево-

дорода, эти процессы происходят очень медленно и не оказывают влияния на распределение флюида в шкале времени эксплуатации пласта.

Однако когда начинается добыча, в распределении флюида в продуктивном пласте происходят значительные изменения. Извлечение и нагнетание флюидов вызывают перепады давления, которые распространяются по всей площади пласта и в конечном итоге приводят к движению и замещению пластового флюида.

Понимание того, как флюиды движутся внутри продуктивного пласта, является одной из важнейших задач при исследовании пласта-коллектора. Проводимая работа позволяет понять и описать основные процессы вытеснения в пласте и является источником эталонных данных, на основании которых корректируются результаты, полученные на стадии моделирования.

Кроме того, это исследование позволяет установить в продуктивном пласте местоположение зон, не охваченных вытеснением, и поэтому является основанием для любого исследования, связанного с разработкой пласта. По этим причинам надлежащее моделирование зависимости флюидонасыщенности от времени является непременным условием как успешного осуществления стадии динамического моделирования, так и эффективной разработки продуктивного пласта.

После небольшого отступления, посвященного проблемам распределения добычи, мы обсудим, как можно выявить и смоделировать изменения насыщенности, когда вода и/или газ поступают в пласт вследствие естественного притока и/или нагнетания. Как обычно, особое внимание будет уделяться тем видам данных, которые могут использоваться для соответствующего решения данной проблемы.

И наконец, также будет представлен краткий обзор 4-мерной сейсморазведки, так как данный метод обладает значительным потенциалом для визуального представления и мониторинга изменений флюидонасыщенности в пласте как функции времени.

6.5.1. Распределение флюидов при добыче и закачке

Изучение коллекторских свойств пласта, как правило, предполагает пересмотр схемы геологической корреляции. Так как распределение флюида основывается главным образом на динамических данных (добычи и закачки), необходимо удостовериться, что существующая база данных добычи соответствует последней геологической модели.

Когда описываются различные геологические единицы в разрезе объекта разработки (продуктивные пласты или залежи), изменения в схеме геологической корреляции предполагают иное распределение добытых/закачанных в пласт флюидов по сравнению с исходной базой данных.

Такое перераспределение флюидов в общем называется **перераспределением добычи** и часто представляет собой важный момент при изучении пласта. Фактически процедура требует одновременной обработки 3 типов данных, то есть геологических отбивок, данных добычи/закачки и данных заканчивания (рис. 6.32).

Всякий раз, когда производится модификация геологической модели, эти изменения должны отражаться во всей базе данных добычи посредством некоторой процедуры перераспределения. Такие процедуры обычно основываются на критериях эффективной мощности залежи или продуктивной толщины пласта.

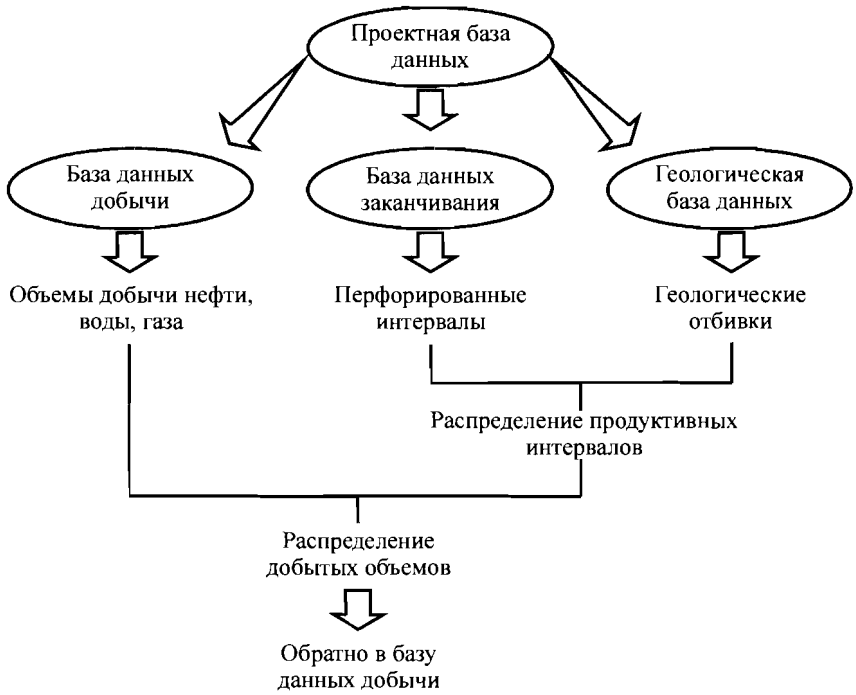


Рис. 6.32. Упрощенная процедура перераспределения данных добычи и закачки

В идеале в системе баз данных с высокой степенью интеграции такая обратная связь должна быть прозрачной для пользователя. Как только процедура перераспределения данных определена, каждое изменение должно автоматически отражаться во всем массиве данных, как статических, так и динамических. К сожалению, в большинстве случаев такой тесной интеграции не существует, поэтому специалистам приходится пользоваться каким-либо из имеющихся интерфейсов или, еще хуже, создавать *специальное* приложение для решения данной задачи.

В технологическом процессе изучения коллекторских свойств пласта ясно ощущается необходимость выделения отдельного этапа перераспределения данных добычи и решения связанных с ним проблем, таких как наличие соответствующих приложений. Когда эти моменты не принимаются в расчет, руководитель проекта будет сталкиваться с неожиданными проблемами, что, в свою очередь, может вызвать значительные задержки в ходе исследования.

6.5.2. Продвижение воды с течением времени

Когда начинается эксплуатация месторождения, перепад давления распространяется по направлению от продуктивных скважин и в конечном счете дости-

гает водонефтяной границы раздела фаз. С этого момента вода начинает поступать в продуктивный пласт. Ее количество обычно зависит от общего перепада давления, сжимаемости водной фазы, а также от объема и проницаемости связанного водоносного горизонта. В литературе по разработке продуктивных пластов предлагается целый ряд моделей, которые описывают естественное проникновение контурных вод в продуктивный пласт (Шильтиус, Херст-Ван Эвердинджен, Феткович ...) и не будут здесь обсуждаться. Следует заметить, что, когда продуктивный пласт связан с естественным водоносным горизонтом, после начала разработки месторождения фронт воды проникает в продуктивный пласт, что приводит к постепенному росту обводненности продуктивных скважин.

Геометрическая конфигурация фронта воды в зависимости от времени соотносится с процессом вытеснения, происходящим в продуктивном пласте. В однородных пластах с простой структурой при благоприятном коэффициенте подвижности обычно преобладает вытеснение посредством гравитационных сил, что обеспечивает достаточно устойчивое проникновение водоносного горизонта в продуктивный пласт. При таких условиях прорыв воды в скважины происходит обычным путем, начиная от структурно более низких и заканчивая более высокими скважинами.

В более широко распространенных неоднородных продуктивных пластах и/или при наличии неблагоприятных коэффициентов подвижности флюида ведущую роль в процессе вытеснения играют силы вязкости, следствием чего обычно бывают очень неоднородные фронты воды. Вода может проникать в пласт по каналам с высокой проводимостью, таким как разломы или прослои с высокой проницаемостью (*образование языков обводнения*), что приводит к преждевременному прорыву воды в некоторые скважины. В то же время крупномасштабные геологические неоднородности (непроводящие сбросы или стратиграфические изменения) могут препятствовать продвижению воды в некоторых частях продуктивного пласта.

В присутствии нагнетаемой воды процесс вытеснения, по сути, зависит от системы заводнения, однако в принципе результирующее продвижение фронта воды будет отличаться еще меньшим постоянством, чем при естественном продвижении контурной воды, так как интенсивность нагнетания приводит к повышению скоростей водной фазы, а соответственно к неоднородности фронтов воды.

Изучение изменений водонасыщенности в продуктивном пласте может успешно осуществляться посредством анализа зависимости имеющихся статических и динамических данных от времени. Этот подход позволяет понять геометрию фронта воды, влияние структурных и седиментологических особенностей, а также оценить значимость вязкостных градиентов.

Каждый объект разработки (единица потока) должен изучаться отдельно с учетом определенного количества временных интервалов. Выбор количества рассматриваемых временных интервалов явно зависит от истории добычи, имеющихся данных и в конечном счете от общего лимита времени, определенного для этой стадии исследования, так как эта работа может потребовать очень

значительных временных затрат, особенно если речь идет о крупных продуктивных пластах с большим количеством скважин и долгой историей добычи. С самой общей точки зрения, совокупный профиль истории добычи должен подразделяться на 3–6 временных фаз, каждая из которых отличается характерным поведением добычи/закачки. В любом случае выбор интервалов времени должен осуществляться в согласии с работой по измерению давления.

Для каждого из этих периодов необходимо определить и нанести на карту положение фронта воды, при этом по возможности следует проводить различия между фронтами водоносного горизонта и фронтами нагнетаемой в пласт воды.

Имеющаяся информация, на основании которой можно определить положение фронта воды, отличается разнообразием. В большинстве случаев для каждого из выбранных периодов и каждого слоя изучаемого продуктивного пласта мы можем пользоваться следующими источниками:

- **Данные добычи**. Наблюдаемый прорыв воды в определенную скважину является ценным источником информации о положении фронта воды в данное время. Конечно, при этом необходимо соблюдать осторожность и исключать все те скважины, обводненность которых может быть связана с проблемами на стадии заканчивания.
- **Каротажные диаграммы**. Все скважины, на которых проводились геофизические исследования (каротаж) в течение определенного периода времени, позволяют получить информацию о положении фронта воды. Единственная **точная** информация может быть получена в тех скважинах, где встречается область водонефтяного контакта (ВНК) для изучаемого продуктивного слоя. Тем не менее, во всех других случаях мы можем получить так называемые **интервальные** данные, то есть информацию, которая ограничивает по времени положение ВНК. Так, например, если скважина проходит через область продуктивного пласта, полностью заполненную углеводородами (нижняя обнаруженная нефтепродуктивная отметка *Oil Down To, ODT*), это означает, что фронт воды еще не поднялся до уровня данной скважины и должен располагаться в структурно более низкой части пласта. Кроме того, эта информация остается действительной для предшествующих периодов, так как если бы данная скважина была пробурена до фактической даты бурения, она прошла бы через ODT. И наоборот, любая скважина, в которой отмечается область, заполненная водой (верхняя обнаруженная водоносная отметка *Water Up To, WUP*), свидетельствует о том, что вода уже проникла в эту часть пласта и дает нам информацию, которая может быть также использована в последующие периоды времени. Подводя итог, отметим, что если ВНК дает нам точную информацию, которая может применяться только в изучаемый период времени, то ODT и WUT обеспечивают нас интервальной информацией, которая может быть распространена на предыдущие и на последующие периоды соответственно (см. рис. 6.33).
- **Промысловый каротаж**. Приборы для каротажа в эксплуатационных скважинах, PLT (Production logging measurements), а также приборы для импульс-

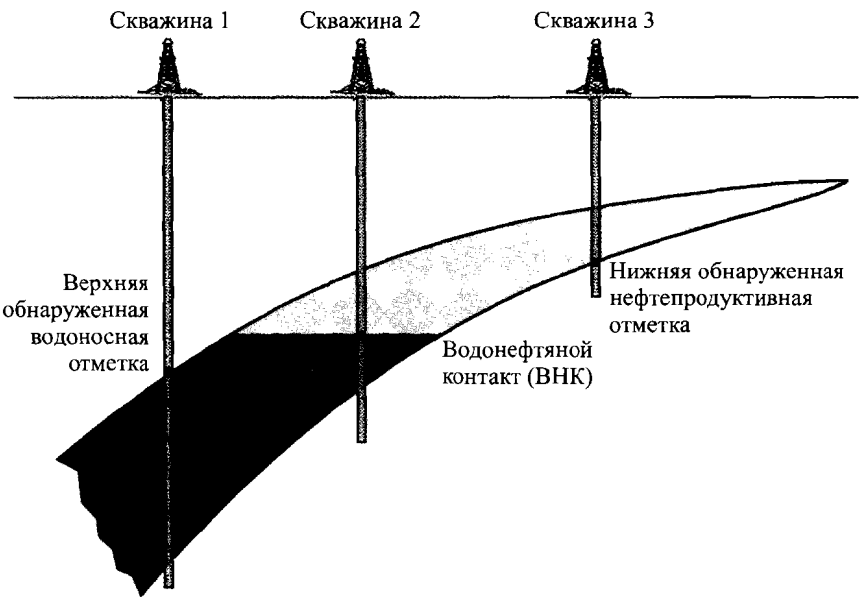


Рис. 6.33. Продвижение водоносного горизонта и ВНК, НПН и ВПВ

ного нейтронного каротажа в обсаженных скважинах (импульсного нейтронного каротажа или углеродно-кислородного каротажа) иногда применяются в ключевых скважинах, особенно в тех случаях, когда в них осуществляются ремонтные работы, или для мониторинга продуктивного пласта. Эти приборы позволяют получить ценную информацию об условиях насыщения продуктивного пласта во время проведения каротажа, которую можно объединить с имеющимися данными каротажа в необсаженных скважинах. В источнике [37] приводится пример крупномасштабного, в рамках месторождения в целом, применения этих каротажных приборов для постоянного мониторинга месторождения.

Результатом изучения продвижения фронта воды, как правило, является набор структурных карт, на которых постепенное изменение положения фронта воды изображается в зависимости от времени. На рис. 6.34 показан пример месторождения нефти с водонапорным режимом, где периоды времени, выбранные для изучения распределения флюидов, составили приблизительно десять лет.

Наибольший интерес представляет, конечно же, последняя карта, поскольку на ней изображается положение ВНК в настоящее время, а соответственно, и остаточные нефтенасыщенные толщины. Эта карта может использоваться для количественного определения неохваченной вытеснением нефти посредством традиционного объемного метода оценки запасов, поэтому она является отправной точкой для реализации любой программы дальнейшей разработки данного месторождения.

В заключение следует подчеркнуть, что надлежащее моделирование продвижения воды в продуктивном пласте является важным шагом в технологическом

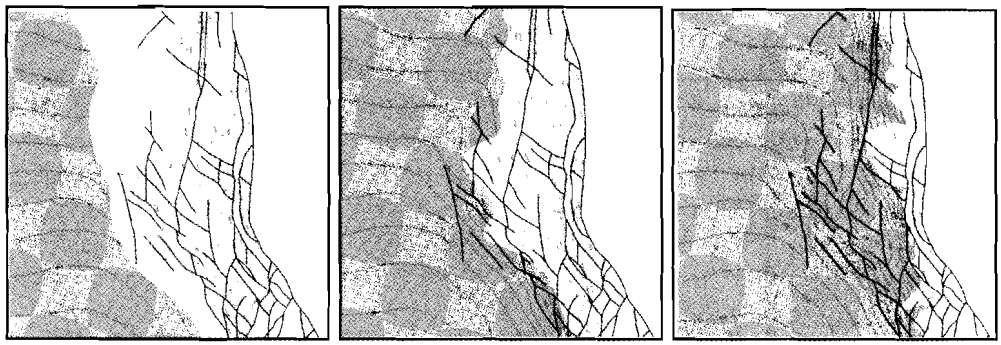


Рис. 6.34. Продвижение фронта воды во времени

процессе комплексного исследования, так как позволяет определить главные линии тока флюидов в пласте, а также выявить крупномасштабные неоднородности. С этой точки зрения эта работа также может способствовать прояснению некоторых нерешенных проблем, возникших на стадии описания характеристик пласта-коллектора.

6.5.3. Продвижение газа во времени

По мере падения пластового давления ниже точки давления насыщения в продуктивном пласте начинает выделяться газ. Когда общий объем выделившегося газа достигает критического значения насыщенности, газ может течь независимо от жидкой фазы и при благоприятных условиях гравитационного разделения он перемещается в структурно более высокую часть продуктивного пласта. Здесь он может стать частью существующей первичной газовой шапки или образовать новую, вторичную, газовую шапку.

Наличие газовой шапки, первичной или вторичной, довольно обычное явление для нефтяных месторождений. По мере истощения пласта объем газовой шапки увеличивается и в конечном итоге она может достигнуть эксплуатационных скважин, что в большинстве случаев нежелательно.

Поэтому мониторинг изменения расположения ГНК с течением времени является такой же важной задачей, как изучение продвижения ВНК.

Методика определения положения и перемещения ГНК подобна той, что обсуждалась выше, применительно к продвижению фронта воды. В данном случае исследование опирается практически на те же самые данные:

- **Данные добычи**. Явно наблюдаемый прорыв газа в определенную скважину позволяет судить о расположении ГНК в данное время. Поскольку измеренный газовый фактор может нести в себе некоторую степень неопределенности, необходимо удостовериться, что наблюдаемое увеличение газового фактора связано с фактическим прорывом газовой шапки в скважину, а не с локальным увеличением газонасыщенности в пределах данной скважины вследствие условий разработки.

- **Каротажные диаграммы**. Так же как и в случае с водой, скважины, пробуренные в определенный период, являются источником информации о расположении ГНК. В данном случае также единственную точную информацию можно получить в тех скважинах, где явно прослеживается зона газонефтяного контакта; тем не менее, в других случаях мы можем получить интервальные данные по ГНК, то есть информацию, которая описывает перемещение границы газонефтяного контакта с течением времени. Конечно же, это можно сделать только при наличии каротажных диаграмм, которые позволяют провести различия между нефтью и газом, обычно плотностного и нейтронного каротажа.

- **Промысловые ГИС**. Когда таковые имеются, данные эксплуатационного каротажа (PLT) и импульсного нейтронного каротажа в обсаженных скважинах (импульсного нейтронного каротажа или углеродно-кислородного каротажа), а также более традиционные методы нейтронного каротажа в обсаженных скважинах являются другими полезными источниками информации об изменении положения границы ГНК с течением времени.

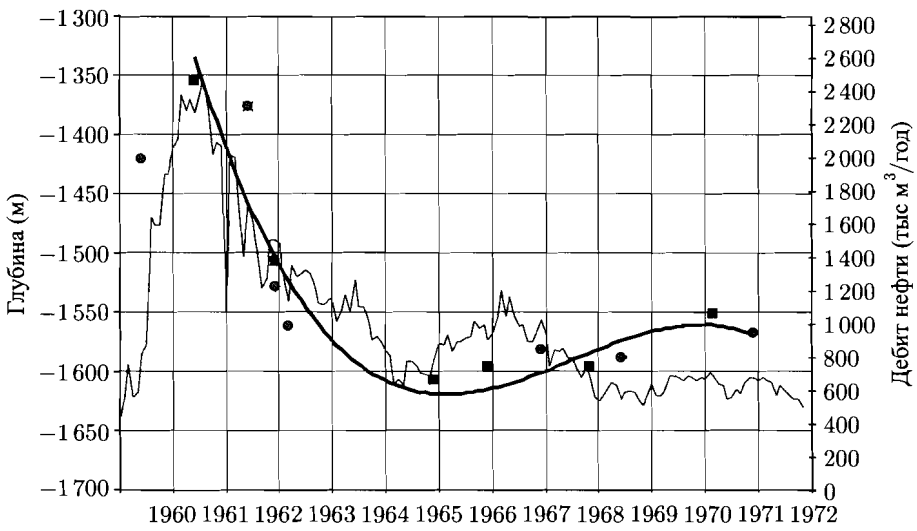


Рис. 6.35. Изменение границы ВНК с течением времени

Процедура создания карт, на которых изображается положение границы газонефтяного контакта как функция времени, может осуществляться таким же образом, как это было описано для системы вода–нефть. И здесь снова последняя карта из набора покажет текущее положение границы ГНК и, по сути, определит расположение остаточных запасов нефти.

Альтернативный и, возможно, более быстрый вариант представления этого процесса предполагает построение графика зависимости от времени и глубины, изображающего изменение расположения границы ГНК (рис. 6.35). Вся опи-

санная выше информация может использоваться в качестве входных данных для построения графиков зависимости такого типа, при этом кривая чертится посредством интерполяции с опорой на имеющиеся точки. Данные добычи (круги на рисунке) представлены точками на графике и описываются посредством глубины верхней части перфорированного интервала на оси Y и времени прорыва газа в скважину на оси X. Каротажные диаграммы, которые позволяют однозначно установить ГНК, также являются источниками точной информации и описываются посредством глубины расположения границы ГНК на оси Y и времени проведения каротажа на оси X (квадраты на графике).

Такой тип представления данных, который указан на рис. 6.35, позволяет установить среднее положение границы ГНК в зависимости от времени и должен применяться тогда, когда процесс вытеснения достаточно устойчив (с преобладанием гравитационных сил). Естественно, что при выполнении этих условий этот метод также может применяться по отношению к системе вода–нефть вместо более трудоемкого картирования, описанного в предыдущем разделе.

6.5.4. Четырехмерный сейсмический мониторинг

Под четырехмерным сейсмическим мониторингом понимается процесс повторения трехмерной сейсморазведки на данном месторождении в режиме периодических наблюдений. Это один из наиболее интересных и многообещающих методов мониторинга контактов и управления продуктивным пластом, так как он способен отображать изменение условий насыщения и давления в пласте с течением времени.

Основные принципы этого метода просты. Сейсмические волны отражают изменения статических свойств продуктивного пласта (например, таких как литологический состав, пористость), а также его динамических свойств, то есть таких свойств, которые со временем изменяются (насыщенность флюидов, давление). Относительное влияние этих двух составляющих обычно неизвестно, и поэтому, интерпретируя данные обычной трехмерной сейсморазведки, мы не можем однозначно провести различия между воздействием статических и динамических параметров.

Однако наличие данных повторяющихся сейсмических исследований в одной и той же области в принципе позволяет исключить посредством вычитания статический компонент сигнала, поскольку он не изменяется со временем. Результатом такой операции является непосредственное изображение зависимых от времени динамических компонентов сигнала, связанных с эксплуатацией месторождения.

Этот метод обладает значительным потенциалом. Наличие некоторого количества карт изменения динамических свойств продуктивного пласта, полученных в результате периодических наблюдений, позволяет решить несколько важных задач, включающих определение эффективности процесса вытеснения, выявление в пласте неизвлеченных запасов или изолированных блоков, ограниченных разломами, отслеживание изменения положения флюидных контактов с течением времени и мониторинга поведения фронтов нагнетаемых в скважину флюидов.

Этот метод стал использоваться сравнительно недавно, поэтому перед тем как его применять, необходимо тщательно оценить ряд технических и эксплуатационных моментов [38]. В литературе описывается относительно небольшое количество случаев крупномасштабного применения этого метода, самый известный из которых относится к месторождению Duri, Индонезия, на котором осуществляется самый крупный в мире проект закачки пара в пласт. На этом месторождении метод четырехмерного сейсмического мониторинга успешно применялся для регулярного наблюдения за фронтами закачанного в пласт пара и определения эффективности вытеснения, таким образом обеспечивая возможность надлежащего управления разработкой пласта [39].

Однако большинство крупных нефтяных компаний тестируют и развивают этот метод, поэтому можно без сомнения утверждать, что через несколько лет специалисты, занимающиеся пластовыми исследованиями, будут использовать четырехмерный сейсмический мониторинг гораздо чаще, чем в настоящее время.

6.6. Материальный баланс

В течение долгого времени в прошлом уравнение материального баланса оставалось наиболее широко применяемым инструментом для изучения динамики добычи нефтяных и газовых месторождений, имевшимся в распоряжении инженеров-разработчиков. Однако с начала 1960-х годов ситуация изменилась, когда появление все более мощных вычислительных ресурсов вытеснило метод материального баланса на второй план, отдав преимущество возникающим численным методам. Долгое время, особенно в 1980-е и в начале 1990-х годов, сложные методы численного моделирования, как казалось, полностью заменили метод материального баланса, который стал считаться своеобразным пережитком прошлого. Нет сомнения, что в период появления и быстрого развития новых технологий, вследствие которого произошло изменение традиционного подхода к работе на всех уровнях, такое отношение диктовалось в том числе и модой.

Однако в последние годы наметилась обратная тенденция, которая снова может быть обусловленной преобладающим развитием вычислительной техники. Широкое распространение персональных компьютеров привело к появлению легкого в использовании специального программного обеспечения с графическим интерфейсом, которое позволяет инженерам-разработчикам применять методы, основанные на материальном балансе, намного менее утомительным способом, чем это делалось раньше.

Нет сомнения, что с точки зрения технологии нефтяного инжиниринга такое возвращение произведет положительный эффект. В принципе материальный баланс до сих пор является эффективным средством для анализа эксплуатационных показателей нефтегазовых месторождений и, как будет показано далее, он обладает задачами и возможностями, не тождественными численному моделированию, но скорее дополняющими его. Поэтому всякий раз, когда существуют подходящие условия, как это случается довольно часто, материальный баланс должен применяться как предварительный этап для стадии численного моделирования.

6.6.1. Зачем применять материальный баланс?

Зачем применять уравнения материального баланса, когда в конечном итоге необходимо создать трехмерную имитационную модель? Этот вопрос отражает распространенное предубеждение, лишающее материальный баланс некоторых из присущих ему многочисленных преимуществ. Возможно, что материальный баланс является более полезным, чем численное моделирование для исследования динамического поведения месторождения углеводородов. В большинстве случаев он позволяет выявить основные механизмы вытеснения, имеющие место в продуктивном пласте, и определить воздействие каждого из них. Он также дает возможность достаточно точно оценить начальные запасы углеводорода в пласте в сравнении с имеющимися данными, полученными объемным методом. Кроме того, данный метод позволяет судить об общей непротиворечивости имеющихся в наличии динамических данных. Как будет подробнее обсуждаться в последующих разделах, решение таких задач не входит в типичную область применения численного моделирования.

Наконец, при благоприятных условиях он может применяться для расчета продвижения фронтов воды или газа, а также для оценки эффективности процесса вытеснения.

Несомненно, что наиболее важной отличительной особенностью метода материального баланса является его простота и быстрота. С опорой на современное программное обеспечение для персональных компьютеров материальный баланс может применяться для быстрой проверки различных гипотез о режиме вытеснения в данном пласте и определения воздействия каждой из его энергетических составляющих. Модель пласта может создаваться за считанные часы, тогда как сами вычисления на компьютере осуществляются за секунды. В целях отбора могут тестироваться различные модели PVT, геометрии пласта и добычи. Никакой другой метод исследования и разработки продуктивных пластов не дает такой отдачи.

Общая формулировка уравнения материального баланса и его особенности рассматриваются в приложении. В следующих разделах речь пойдет о некоторых способах его применения в изучении пласта.

6.6.2. Применение материального баланса в пластовых исследованиях

По своей сути уравнение материального баланса является воплощением очень простой концепции. Утверждается, что при данном падении давления объем добытых флюидов должен соответствовать суммарному расширению системы пласта-коллектора плюс объем естественного притока воды. Соответственно, количественная формулировка принципа материального баланса применительно к пластовым условиям выглядит следующим образом:

$$\textit{объем добычи} = \textit{расширение системы пласта-коллектора} + \textit{приток жидкости}.$$

В этом определении объем добычи представляет собой общее количество добытых флюидов (нефти, газа и воды), тогда как расширение системы представ-

ляет собой (кажущееся) увеличение объема коллектора, связанное с расширением пластовых флюидов (нефти, газа и связанной воды) и самого продуктивного пласта.

На практике, когда определено падение давления и получены основные параметры породы-коллектора и флюида, уравнение материального баланса может решаться одновременно для нескольких неизвестных переменных (свойств пласта), а также для определенного количества интервалов времени, что позволяет адаптировать историю поведения пласта-коллектора.

При классическом подходе данные давления, а также коллекторские свойства и свойства PVT используются для вычисления ожидаемого поведения пласта в плане извлечения флюида. Этот вычисленный профиль динамики добычи сопоставляется с фактическими промысловыми данными месторождения, потому что до проведения адаптации входные параметры (обычно это константы водоносного горизонта) различаются.

На рис. 6.36 показан пример продуктивного пласта с водонапорным режимом, на котором сравниваются профили реальной динамики добычи и вычисленные профили. В этом случае адаптация проводилась посредством изменения типа водоносного горизонта и проницаемости. В целях перекрестной проверки большинство компьютерных программ дает возможность произвести обратные вычисления и получить тенденцию изменения давления на основании заданного профиля динамики добычи. Заметьте, что именно так функционирует типовой численный имитатор.

Еще одним интересным продуктом типичного исследования методом материального баланса является так называемая *энергетическая диаграмма*. На диаграмме этого типа, показанном на рис. 6.37, приводятся обобщенные данные энергии по каждому механизму вытеснения на различных этапах разработки месторождения в соответствии с моделью материального баланса. Это позволяет получить представление о механике пласта в зависимости от времени. Из данного примера ясно следует, что на начальном этапе эксплуатации месторождения преобладал водонапорный режим вытеснения, тогда как расширение флюидов и породы-коллектора играло второстепенную роль. Позже, в пределах 1975 года, была начата реализация проекта по нагнетанию воды в пласт, который за последние годы обеспечивает до 30 % совокупной энергии системы.

Когда известно распределение флюидов в продуктивном пласте в зависимости от времени, метод материального баланса также может применяться для решения более сложных задач, таких как адаптация истории наблюдаемого изменения положения межфлюидного контакта, и в конечном итоге для оценки общей эффективности процесса вытеснения. На рис. 6.38 изображается одно из таких приложений данного метода. В данном примере речь идет о месторождении с режимом растворенного газа, где на протяжении более тридцати лет одновременно осуществлялись проекты по закачке в пласт газа и воды. В качестве входных данных используется зависимость эффективного порового объема от глубины, в то время как положение границ газо- и водонефтяного контакта вычисляется с применением предполагаемых значений ряда параметров, связанных с эффек-

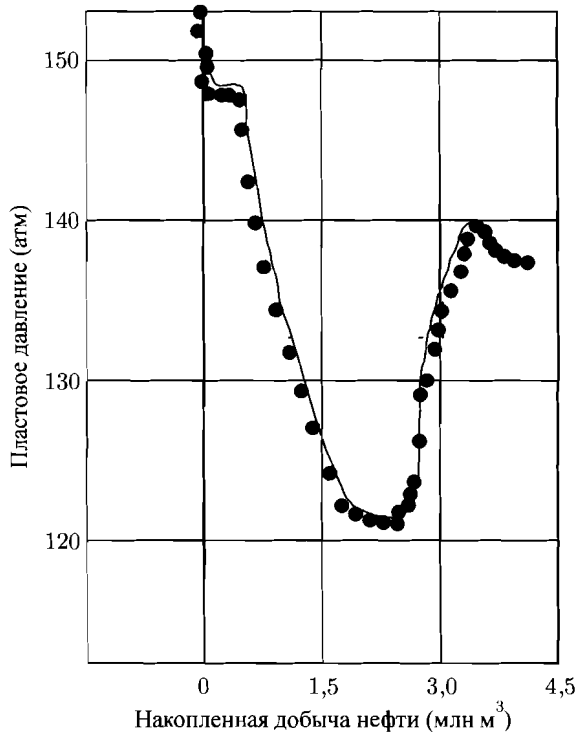


Рис. 6.36. Материальный баланс: адаптация фактических данных динамики добычи

тивностью вытеснения (см. пункт 6.1.3). Другими словами, если известно текущее расположение границ межфазовых контактов, то можно определить общую эффективность процесса вытеснения. В данном примере адаптация положения водонефтяного контакта проводилась с применением площадного коэффициента вытеснения (E_a), который принимался равным 40%, таким образом предполагалось, что более 60% продуктивного пласта не контактировало с нагнетаемой водой. С другой стороны, эффективность нагнетаемого в пласт газа оказалась значительно большей.

6.6.3. Материальный баланс или численное моделирование?

Сложилось мнение, согласно которому численное моделирование может считаться более сложным, трехмерным вариантом традиционного метода материального баланса. На самом деле это совсем не так. Хотя вычисление материального баланса и является важным элементом при создании численной модели, подход динамического моделирования принципиально отличается от метода материального баланса.

Различия между этими двумя методами показаны на диаграмме, изображенной на рис. 6.39. Программа динамического моделирования использует в качестве входных параметров для расчетов геометрические и петрофизические данные,

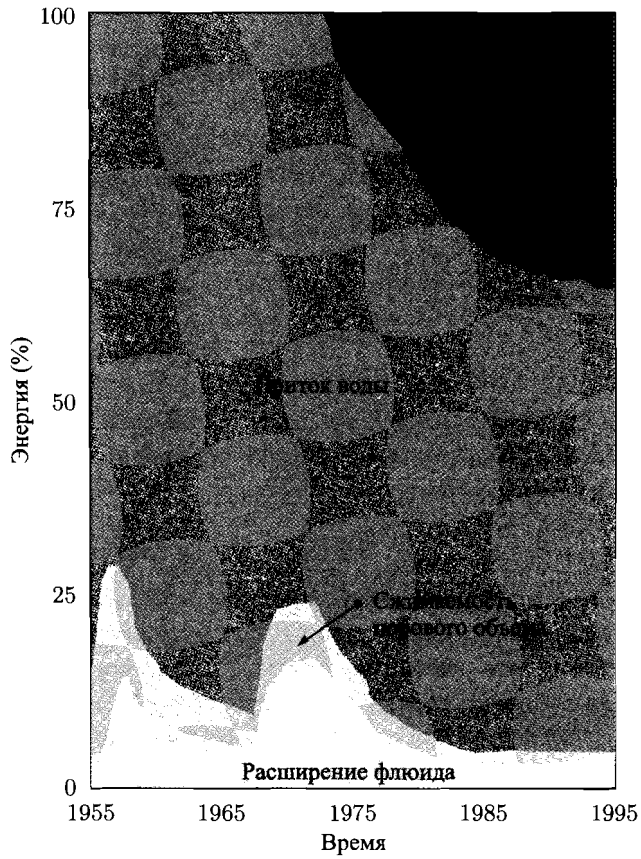


Рис. 6.37. Материальный баланс, график энергии

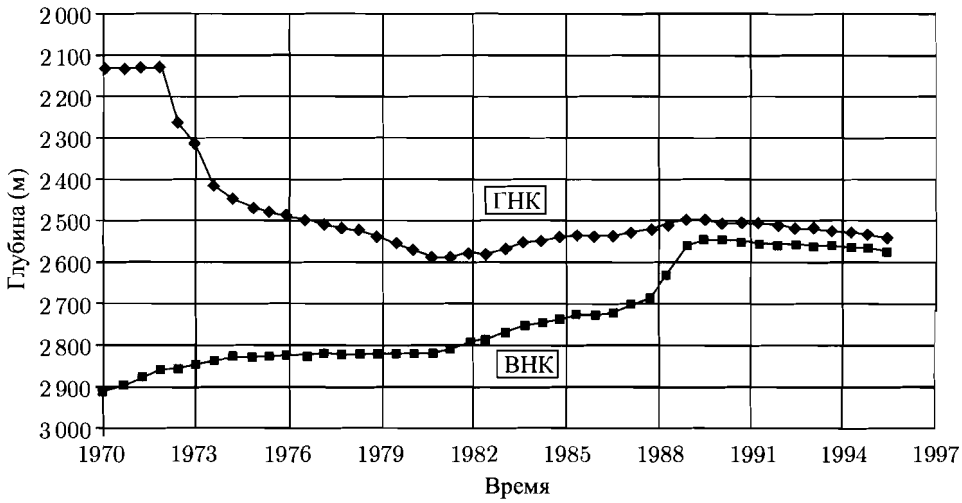


Рис. 6.38. Материальный баланс: адаптация положения контактов

МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС		*ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ*
Добыча Давление Давление, объем, температура	**Входные данные**	Добыча Начальные геологические запасы нефти Давление, объем, температура Данные по исследованию керна Приток воды
Начальные геологические запасы нефти Приток воды	**Данные на выходе**	Давление Водонасыщенность

Рис. 6.39. Подходы материального баланса (слева) и численного моделирования (справа) при моделировании продуктивного пласта

а также свойства PVT и измеренные показатели добычи. Поэтому все объемные параметры необходимо предварительно проверить, а затем использовать в данной модели. Отсюда следует, что запасы нефти являются скорее входным параметром для данной модели, чем результирующим. То же самое касается показателей объемов водоносного горизонта и/или газовой шапки. Программа численного моделирования позволяет рассчитать показатели давления и насыщенности для каждого интервала времени, которые затем следует скорректировать с учетом фактических данных.

Что касается материального баланса, то там, наоборот, показатели давления используются в уравнении в качестве входной информации. При этом не делается никаких предположений о геометрии системы, и в принципе на выходе можно получить подсчетные параметры, позволяющие независимо оценить запасы нефти. Кроме того, материальный баланс позволяет получить представление о механизмах вытеснения в продуктивном пласте, в большинстве случаев делая возможной достоверную количественную оценку источников пластовой энергии.

В заключение отметим, что материальный баланс следует рассматривать как предварительный этап более сложной стадии моделирования продуктивного пласта. Практически все предположения, на которых будет основываться численное моделирование, можно предварительно рассмотреть и уточнить с применением этого простого метода.

Поэтому более чем через шестьдесят лет после первой публикации Шильтиуса [40] материальный баланс до сих пор является важным этапом пластовых исследований.

6.7. Моделирование линий тока

Методы линий и трубок тока используются уже более пятидесяти лет при моделировании заводнения и оценке эффективности вытеснения.

Так же как и в отношении материального баланса, в последние годы возрос интерес к моделированию линий тока. Такое возрождение связано с развитием более сложных геостатистических методов и с необходимостью создания геологических моделей крупных неоднородных продуктивных пластов. В источниках [41] и [42] отражено современное состояние этого метода, а также новейшие теоретические достижения.

Как средство моделирования, моделирование линий тока не может рассматриваться как упрощенный вариант традиционных конечно-разностных (FD) моделей. Главная особенность моделирования линий тока состоит в том, что перемещение флюидов отделяется от расчета давления. Моделирование потока, основанное на методе моделирования линий тока, опирается на два типа сеток: традиционная сетка гидродинамической модели, в которой находятся петрофизические свойства и производится расчет давления, и динамическая сетка линий тока, которая применятся для расчетов движения флюидов. Движение флюида осуществляется вдоль каждой линии тока вне зависимости от основной сетки, используемой для определения петрофизических свойств и вычисления давления. Сетка линий тока обновляется каждый раз (то есть производится повторное вычисление линий тока), когда изменяются граничные условия (изменения дебита скважин, открытие новых скважин и остановка действующих...) или при значительном изменении общей подвижности.

Как следствие, пошаговое отслеживание изменений во времени тоже отличается от принятого при традиционном численном моделировании. Для моделирования линий тока характерно глобальное отслеживание изменений во времени, относящееся к тому, с какой частотой рассчитывается трехмерное поле давления и более частный одномерный этап для вычисления насыщенности вдоль линий тока. Первый компонент является самым затратным в рамках имитационной модели в целом. В результате количество прогонов программы практически пропорционально числу ячеек сетки модели.

Моделирование линий тока обычно применяется для создания моделей несжимаемых неоднородных систем, где поток преимущественно определяется конвекцией. Этот метод неприменим к физике сложного потока жидкости: хотя последние достижения в теории позволяют применять метод моделирования линий тока в отношении сжимаемых систем с преобладанием гравитационных механизмов, главное преимущество данного метода, то есть быстрота, при работе с такими сложными конфигурациями оказывается потерянным. На рис. 6.40 показаны типичные области применения моделирования линий тока и моделирования методом конечных разностей (FD).

Главным преимуществом моделирования линий тока по сравнению с моделированием методом конечных разностей является скорость расчетов. Так, обычно расчет моделей линий тока осуществляется в 10–100 раз быстрее, чем создание традиционных конечно-разностных моделей, что позволяет использовать более крупные и подробные геологические масштабные сетки наподобие тех, которые создаются посредством геостатистического моделирования, давая возможность ограничить или вообще устранить потребность в ремасштабировании.

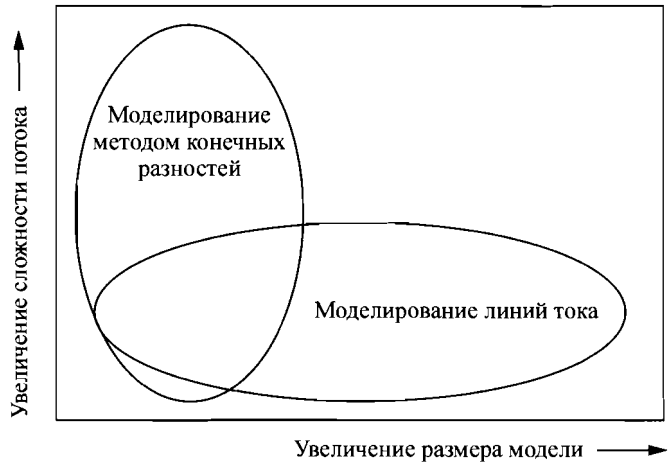


Рис. 6.40. Область применения моделирования методом конечных разностей (FD) и моделирования линий тока (с разрешения компании Streamism Technologies)

В принципе моделирование линий тока может использоваться для решения целого ряда важных задач, которые обозначены ниже:

- **Исследование режимов потока**. Это, пожалуй, наиболее типичная область приложения данного метода. Модели линий тока позволяют мгновенно получить визуальное представление структуры потока. Кроме того, они позволяют оценить факторы распределения по скважинам, то есть в какой мере дебит скважины/производительность закачки соотносятся с показателями других добывающих и нагнетательных скважин. Такая информация особенно полезна для корректировки и оптимизации схемы размещения скважин.
- **Моделирование неоднородных систем**. Модели линий тока представляют собой альтернативу конечно-разностным моделям при имитационном моделировании неоднородных систем с преобладанием конвекции. Применительно к таким продуктивным пластам моделирование линий тока оказывается более быстрым и эффективным. Даже в тех случаях, когда в конечном итоге необходимо получить конечно-разностную модель, модель линий тока является эффективным средством отбора и позволят ускорить этап адаптации. На рис. 6.41 изображена структура линий тока для месторождения нефти с сильным влиянием водоносного горизонта. Такие изображения позволяют получить представление о реальном процессе вытеснения в данном пласте.
- **Ранжирование геостатистических моделей**. Модели линий тока позволяют быстро и эффективно смоделировать и отранжировать различные геостатистические реализации модели. Это позволяет выбрать ограниченное число соответствующих реализаций, которые в конечном итоге будут воспроизводиться при помощи конечно-разностных моделей.
- **Изучение чувствительности**. Моделирование линий тока является удобным инструментом при исследовании чувствительности модели к неопределен-

ным параметрам, которое позволяет оценить гидродинамические показатели и эффективность процесса вытеснения.

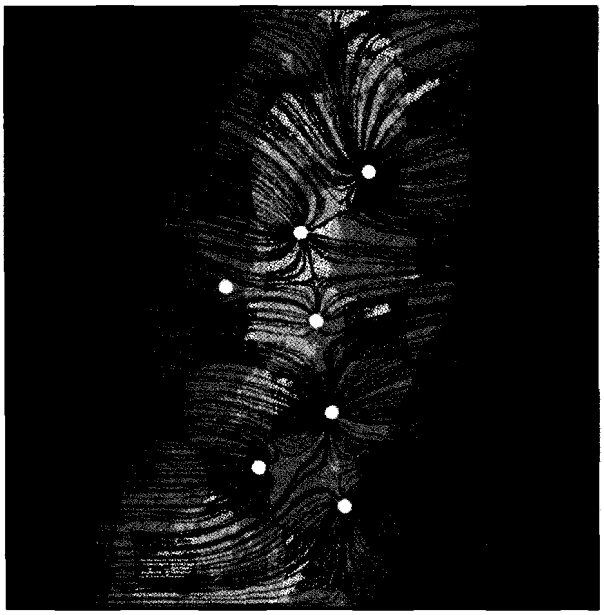


Рис. 6.41. Структура линий тока в процессе естественного истощения продуктивного пласта с водонапорным режимом

В рамках комплексного исследования коллекторских свойств пласта моделирование линий тока обычно применяется в качестве средства, предваряющего создание конечно-разностной имитационной модели месторождения в целом. Полученные результаты дают возможность лучше понять процессы вытеснения и являются источником ценной информации, которая будет использоваться на последующем этапе моделирования.

Однако при благоприятных условиях моделирование линий тока может оказаться эффективной альтернативой моделированию с методом конечных разностей. Руководитель проекта всегда должен рассматривать такую возможность, так как такой вариант позволяет упростить и ускорить этап создания модели продуктивного пласта.

Литература

[1] Pietraru V. (1996). New analytical water/gas-coning solution for vertical and horizontal wells. World Oil, June.

[2] Dietz D. N. (1953). A theoretical approach to the problem of encroaching and by-passing edge water. Proc. Konikl. Ned.-Akad. Wetenshap, Series B, 56, 83.

[3] Merle H. A., Kentie C. J. P., van Opstal G. H. C., Schneider G. M. G. (1976). The Bachaquero study: A composite analysis of the behaviour of a compaction solution gas drive reservoir. JPT, Sept.

[4] Cook C. C., Jewell S. (1996). Simulation of a North Sea Field experiencing significant compaction drive. SPE-RE, Febr.

[5] Sulak R. M. (1991). Ekofisk Field, the first 20 years, JPT, Oct.

[6] Meisingset K. K. (1999). Uncertainties in reservoir fluid description for reservoir modelling. SPE-REE, Oct.

[7] Amyx J. W., Bass Jr. D. M., Whiting R. L. (1960). Petroleum Reservoir Engineering — Physical Properties. McGraw-Hill.

[8] McCain Jr. W. D. (1990). The Properties of Reservoir Fluids. PennWell Books.

[9] Moses P. L. (1986). Engineering applications of phase behaviour of crude oil and condensate systems. JPT, July.

[10] Standing M. B. Volumetric and phase behaviour of oil field hydrocarbon systems. SPE, Richardson, 124.

[11] Petrosky Jr. G. E., Farshad F. F. Pressure-volume-temperature correlations for gulf of Mexico crude oils. SPE paper 26644.

[12] McCain Jr. W. D. (1991). Reservoir-fluid property correlations — State of the art. SPE-RE, May.

[13] Stiff H. A. (1951). The interpretation of chemical water analysis by means of patterns. Trans. AIME, 192,376.

[14] Gravier J. F. (1986). Proprietes des Fluides de Gisements. Ed. Technip, Paris.

[15] Anderson W. G. (1986). Wettability literature survey — Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effect of core handling on wettability. JPT, Oct.

[16] Anderson W. G. (1986). Wettability literature survey — Part 2: Wettability measurements. JPT, Nov.

[17] Anderson W. G. (1986). Wettability literature survey — Part 3: The effect of wettability on the electrical properties of porous media. JPT, Dec.

[18] Anderson W. G. (1987). Wettability literature survey — Part 4: Effect of wettability on capillary pressure. JPT, Oct.

[19] Anderson W. G. (1987). Wettability literature survey — Part 5: The effect of wettability on relative permeability. JPT, Nov.

[20] Anderson W. G. (1987). Wettability literature survey — Part 6: The effect of wettability on water-flooding. JPT, Dec.

[21] Honarpour M., Koederitz L., Harvey A. H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. CRC Press.

[22] Rose W. (1989). Relative permeability. *In:* Bradley's Petroleum Engineering Handbook, Chapter 28.

[23] McPhee C. A., Arthur K. G. Relative permeability measurements: An inter-laboratory comparison. Paper SPE 28826.

[24] Corey A. T., Rathjens C. H. (1956). Effect of stratification on relative permeability. JPT, Dec.

[25] Ringrose P. S., Jensen J. L., Sorbie K. S. The use of geology in the interpretation of core-scale relative permeability data. SPE paper 28448.

[26] Honarpour M. M., Cullick A. S., Saad N., Humpreys N. V. (1995). Effect of rock heterogeneity on relative permeability: Implications for scaleup. JPT, Nov.

[27] Corey A. T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. Prod. Mon. 19, 38.

[28] Coats K. H., Nielsen R. L., Terhune M. H., Weber A. G. Simulation of three-dimensional, two-phase flow in oil and gas reservoir. SPE Reprint Series 11.

[29] Kyte J. R., Berry D. W. (1975). New pseudo-functions to control numerical dispersion. SPEJ, Aug.

[30] Barker J. W., Thibeau S. (1997). A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling. SPE-RE, May.

[31] Stone H. L. (1973). Estimation of three phase relative permeability and residual oil data. J. Cdn Pet Tech, Oct.-Dec.,53-61.

[32] Blunt M. J. An empirical model for three-phase relative permeability. SPE paper 56474.

[33] Chang M. M., Maerefat N. L., Tomutsa L., Honarpour M. M. (1988). Evaluation and comparison of residual oil saturation determination techniques. SPE-FE, March.

[34] Kidwell C. M., Guillory A. J. (1980). A recipe for residual oil saturation determination. JPT, Nov.

[35] Matthews C. S., Brons F., Hazebroek P. (1954). A method for the determination of average pressure in a bounded reservoir. Trans. AIME.

[36] Dake L. P. (1994). The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier, Amsterdam.

[37] Harness P., Shotts N., Hemingway J., Rose D., van der Sluis R. Accurate oil saturation determination and monitoring in a heavy oil reservoir. SPE paper 46245.

[38] Lumley D. E., Behrens A. Practical engineering issues of 4D seismic reservoir monitoring. SPE paper 38696.

[39] Jenkins S. D., Waite M. W., Bee M. F. (1997). Time-lapse monitoring of the Duri steamflood: A pilot and case study. The Leading Edge, Sept.

[40] Schilthuis R. J. (1936). Active oil and reservoir energy. Trans. AIME.

[41] Thiele M. R., Batycky R. P., Blunt M. J., Orr Jr. F. M. (1996). Simulating flow in heterogeneous media using streamtubes and streamlines. SPE-RE, Febr.

[42] Batycky R. P., Blunt M., Thiele M. R. (1997). 3D field-scale streamline-based reservoir simulator. SPE-RE, Nov.

Глава 7

Численное моделирование продуктивного пласта

Численное моделирование продуктивных пластов применяется с начала 1960-х годов как способ прогнозировать поведение месторождений нефти в будущем. Ранее расчеты, связанные с исследованием и разработкой продуктивного пласта, основывались главным образом на аналитических методах, подобных материальному балансу, и теориях вытеснения, таких как теория Баклея–Леверетта.

Рождение пластового моделирования в его современном определении тесно связано с наличием быстрых цифровых вычислительных машин наряду с развитием численных методов, позволяющих решать большие наборы конечно-разностных уравнений, описывающих двух- и трехмерное многофазное течение в неоднородных средах.

Вскоре стал ясен потенциал применения таких методов в контексте технологии нефтедобычи, и уже менее чем через десять лет после этого большинство крупных нефтяных компаний обладали своими собственными численными моделями и применяли метод гидродинамического моделирования для описания своих самых значимых разрабатываемых месторождений.

Тридцать лет спустя пластовое моделирование является обычной практикой в нефтяных и специализированных сервисных компаниях и применяется большинством инженеров-разработчиков. Применяется этот метод по-разному, начиная от традиционного прогнозирования динамики добычи на месторождении при применении различных систем разработки и заканчивая более узкими задачами, такими как феноменологические модели. В то же самое время продолжают появляться новые разработки, особенно в областях аппаратных и программных средств для параллельных вычислений, и имитационные модели, содержащие свыше миллиона ячеек, находят все более широкое применение. В источнике [1] представлено современное состояние данной методики.

Широкое распространение данного средства в сообществе специалистов, занимающихся проектированием разработки продуктивных пластов, обусловливается многими факторами, причем не все из них являются строго техническими:

- **Область применения**. Область применения данного средства исключает конкуренцию со стороны каких-либо других традиционных методов. Можно утверждать, что в повседневной практике инженера-разработчика не встречается ни одной задачи, которую в принципе было бы невозможно решить с применением численного моделирования.

- **Простота использования**. Современные программные пакеты для пластового моделирования оснащаются интерактивными пре- и постпроцессорами, что чрезвычайно упрощает применение модели. Наличие настроек по умолчанию и различных экспертных уровней позволяют даже самому неопытному инженеру-разработчику получить некоторый результат при решении имеющейся проблемы.

- **Принятие**. Руководство в течение многих лет приучалось, часто теми же самыми инженерами-разработчиками, рассматривать пластовое моделирование как стандартный метод. В настоящее время в большинстве компаний руководители высокого уровня требуют, чтобы проводимые исследования подкреплялись моделированием.

Несмотря на эти моменты, пластовое моделирование не является панацеей и его применение может значительно исказить реальную картину, а также во многих случаях может оказаться ненужным. В следующем разделе рассматриваются некоторые вопросы, связанные с применимостью данного метода.

7.1. Когда следует создавать гидродинамическую модель?

Широкое применение пластового моделирования при решении задач, связанных с добычей нефти, естественно, таит в себе некоторую опасность. За прошедшие годы ограничения данного метода и возможность его неправильного применения неоднократно подчеркивались, причем в некоторых случаях делали это те самые эксперты, которых относят к родоначальникам этого метода [2, 3].

На самом деле, прежде чем применять численное моделирование, необходимо учесть несколько моментов, особенно это касается специфических задач проводимого исследования. Как и в любой другой научной отрасли, в области нефтедобычи верно сформулированная проблема является первым шагом к ее решению, поэтому всегда требуется некоторая предварительная работа, предполагающая оценку реальной необходимости проведения имитационного исследования.

Такой предварительный анализ призван продемонстрировать применимость пластового моделирования в данном конкретном случае, позволяет сформулировать ожидаемые результаты и в конечном итоге помогает установить требуемую степень сложности самой этой модели. Особенно пристальное внимание следует уделить следующим моментам:

- **Точность ожидаемых результатов**. Оставляя в стороне численные ошибки (гидродинамический симулятор позволяет получить воспроизводимое, но все же приблизительное решение), заметим, что точность получаемых результатов зависит от корректной постановки проблемы, а также количества и качества имеющихся входных данных (*мусор на входе — мусор на выходе*[1]).

[1] Garbage in, garbage out (англ.) — *Прим ред.*

Другими важными факторами являются опыт и знания инженеров-разработчиков, принимающих участие в исследовании.

- **Изначальная неопределенность**. Моделирование всегда связано с некоторой степенью неопределенности, которая проистекает из недостатка знаний о геологической модели пласта, репрезентативности входных данных и, наконец, из ограничений подхода численного решения (разброс численных параметров, влияние ориентации сетки модели...).

- **Неоднозначность полученных результатов**. Достоверность прогнозирования на основе модели зависит от достигнутого качества на этапе ее адаптации. Тем не менее, как отмечалось уже на протяжении многих лет [4], процедура адаптации всегда приводит к получению неоднозначного набора переменных, так как в типичном гидродинамическом моделировании мы имеем больше неизвестных, чем известных параметров. Это значит, что различные описания пласта-коллектора позволяют получить одни и те же результаты при адаптации, хотя обычно профили прогноза оказываются различными. Поэтому результаты моделирования следует рассматривать скорее как относительные, а не абсолютные.

- **Выход за пределы необходимости**. Во многих случаях инженерам-разработчикам приходится сталкиваться с относительно простыми проблемами, которые вполне можно решить при помощи более простых, аналитических методов. В подобных случаях применение такого сложного средства, как численное моделирование, может привести к выходу за пределы необходимости. Поэтому инженеры-разработчики всегда должны оценивать степень сложности стоящей перед ними проблемы и использовать для ее решения соответствующие технологические возможности.

- **Наличие необходимых ресурсов**. Численное пластовое моделирование является более дорогостоящим в сравнении с другими методами, поскольку оно требует привлечения значительных человеческих и технических ресурсов. Решение об использовании имитационной модели, а также определение необходимого уровня ее сложности должно осуществляться с учетом имеющихся ресурсов.

В заключение заметим, что перед тем как начать любое исследование, руководитель проекта должен оценить все аспекты, связанные с принятием решения в пользу применения динамической модели пласта-коллектора. Основной вопрос всегда таков: а стоит ли это того? В принципе проблемы всегда следует решать с использованием самого простого и наименее затратного метода, позволяющего получить адекватное решение. В некоторых случаях такой предварительный анализ может показать, что традиционные методы проектирования разработки продуктивных пластов представляют собой более простой, более быстрый и менее затратный подход, чем численное моделирование, и поэтому являются предпочтительными. Так, например, когда необходимо определить краткосрочные профили

динамики добычи, анализ кривых истощения пласта (рис. 7.1) является надежным и рентабельным средством, в то время как динамическое моделирование представляет собой более дорогостоящую альтернативу, требующую значительных временных затрат.

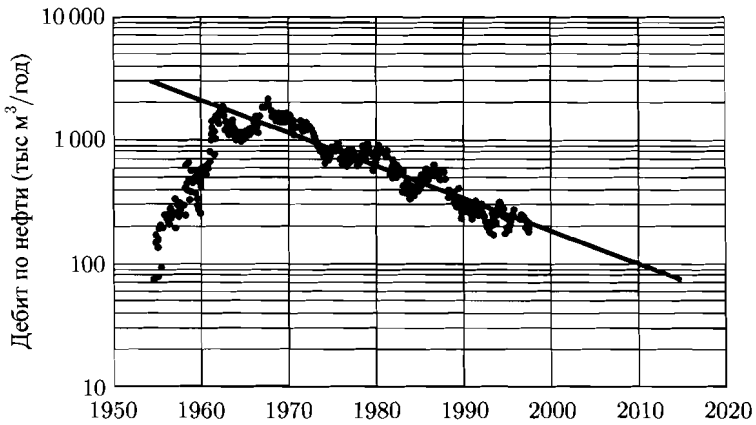


Рис. 7.1. Анализ кривых истощения пласта как средство краткосрочного прогнозирования динамики добычи

В старой, но не утратившей актуальности работе о правильном и неправильном применении пластового моделирования [2] Коутс (Coats) утверждает, что соответствующие случаи применения должны удовлетворять следующим трем условиям:

1. Правильно поставленный вопрос об экономической выгоде. Так, например, типичный вопрос предполагает выбор в пользу проекта заводнения в сравнении со схемой естественного истощения.

2. Достаточная точность описания продуктивного пласта и других требуемых входных данных.

3. Значительная зависимость ответа от неравновесного, зависимого от времени пространственного распределения данных давления и насыщенности флюидом. Наличие такой зависимости позволит исключить традиционные аналитические методы, такие как материальный баланс.

7.2. Зачем создавать имитационную модель?

Существует множество причин для проведения гидродинамического моделирования. Возможно, что наиболее значимой из них с коммерческой точки зрения является возможность получить профили динамики добычи нефти и, как следствие, спрогнозировать движение финансовых потоков.

В рамках проектирования разработки пласта главные задачи численного моделирования обычно связаны с расчетом профилей добычи углеводорода при различных вариантах эксплуатации месторождения. Поэтому можно смело утверждать, что пластовое моделирование является единственным достоверным методом, позволяющим решить такие задачи. Более простые методы, такие как материальный баланс, особенно полезны для оценки механики пласта, но не подходят для прогнозирования его поведения.

Численное моделирование, наоборот, обладает достаточной гибкостью, требуемой для изучения производительности месторождения при определенных условиях добычи. Все коммерческие пакеты для имитационного моделирования оснащаются хорошо развитыми алгоритмами управления скважинами, позволяющими инженеру-разработчику определить условия эксплуатации на уровне продуктивного интервала, отдельной скважины, группы скважин, продуктивного пласта и месторождения в целом. В наиболее простых случаях эти алгоритмы управления соотносят с определенными скважинами заданные показатели добычи и давления, однако они также могут использоваться для решения гораздо более сложных задач, таких как остановка или ремонт скважины в соответствии с теми или иными критериями, имеющими отношение к газовому или водонефтяному фактору, оптимизация добычи на отдельных скважинах для приведения в соответствие с имеющимися производственными мощностями, контроль дебита по газу и производительности закачки и так далее. Вот почему пластовое моделирование считается лучшим методом управления разработкой коллектора. Никакое другое средство разработки не обладает такими возможностями.

7.3. Проектирование имитационной модели

Следующим шагом после принятия решения в пользу проведения имитационного исследования является проектирование имитационной модели. Эта стадия предполагает определение геометрии, которая будет использоваться, одно-, двух- или трехмерной, а также выбор модели, «блэк ойл» (модель нелетучей нефти), трехфазной фильтрации с учетом компонентного состава, тепловой, химической или композиционной модели.

В этом отношении следует учитывать целый ряд факторов, некоторые из которых обозначаются и кратко описываются ниже.

- **Технология разработки данного продуктивного пласта**. Это самый важный параметр, поскольку модель должна обладать способностью корректно воспроизводить режимы вытеснения нефти в пласте. Это определяет тип используемой модели, а также желаемую степень детализации. Так, например, в тех случаях, когда главным механизмом вытеснения в пласте является вытеснение нефти водой, адекватной будет модель нелетучей нефти, однако при этом данная модель должна быть в должной мере скорректирована как по площади, так и по вертикали, чтобы она соответствующим образом воспроизводила сложную геометрию фронтов вытеснения.

- **Качество и вид имеющейся информации**. Эти факторы влияют на степень детализации, которая будет использоваться в данной модели. Сложные описания породы-коллектора и флюида, основанные на малом количестве данных и/или на данных низкого качества, могут значительно исказить реальную ситуацию и дать неверные результаты.

- **Требуемый тип результирующих данных**. В большинстве исследований требуются относительно простые результаты, обычно это профили динамики добычи нефти, газа и воды. В таких случаях модели типа «блэк ойл» может оказаться достаточно даже в том случае, когда в пласте происходят сложные взаимодействия углеводородов. Однако если для того же самого пласта-коллектора требуется определить состав добываемых фаз, тогда следует применять модель трехфазной фильтрации с учетом компонентного состава.

  Желаемая точность предполагаемых результатов также будет влиять на выбор той или иной модели.

- **Имеющиеся ресурсы**. При проведении исследования надо учитывать имеющиеся в наличии человеческие, финансовые и технические ресурсы. Опасно начинать сложное моделирование без предварительной совокупной оценки необходимых вложений в пределах установленного бюджета, уровня компетенции, имеющегося программного и аппаратного обеспечения.

Такой предварительный анализ поможет определить степень сложности, требуемую в данном конкретном случае. Суть в том, что этап выбора типа модели всегда должен завершаться созданием самой простой модели, позволяющей достичь целей исследования.

7.3.1. Выбор геометрической структуры модели

Первым шагом на этапе выбора типа модели является определение ее геометрической структуры. Могут применяться различные типы геометрической структуры, при этом наибольшее распространение получили следующие [5]:

- **Одномерные модели**. Модели этого типа никогда не используются в пластовых исследованиях, потому что они не передают реальных особенностей геометрии продуктивного пласта и не способны смоделировать процесс вытеснения. Однако они могут применяться для оценки чувствительности при отражении изменений пластовых параметров или для осуществления динамического ремасштабирования петрофизических свойств.

- **Двухмерные модели поперечного сечения**. Они применяются, когда возникает необходимость в изучении процессов вертикального вытеснения, например в случаях нагнетания воды в краевые зоны пласта или при нагнетании газа в области купола. На рис. 7.3 показан пример исследования неустойчивого вытеснения нефти водой в продуктивном пласте с неблагоприятным

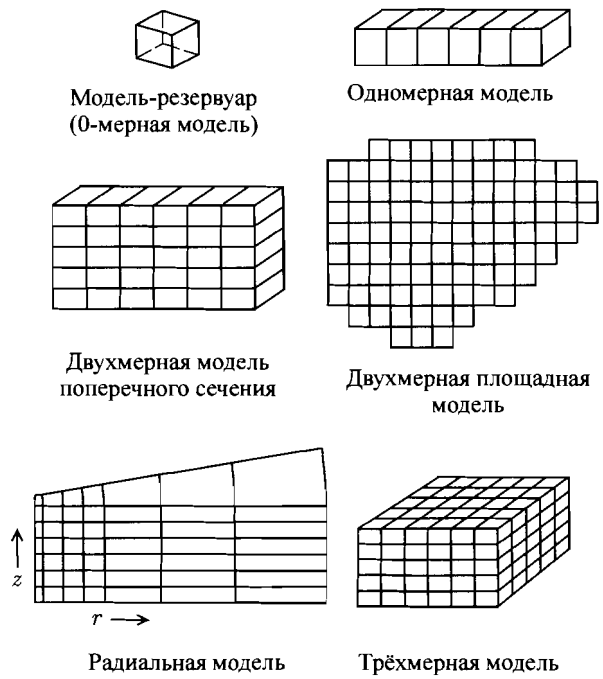


Рис. 7.2. Основные имитационные модели пласта [5]

коэффициентом подвижности. Модели такого типа могут использоваться для определения псевдофункций относительных фазовых проницаемостей, когда в конечном итоге необходимо построить вертикально грубую трехмерную модель (пункт 6.3.3.4).

- **Двухмерные площадные модели**. Они применяются тогда, когда поведение пласта определяется структурой потока по площади и когда вертикальные неоднородности не оказывают влияния на движение флюида в пласте. Поэтому типичной областью применения таких моделей являются исследования площадного заводнения. Они также могут использоваться, когда речь идет о коллекторах с режимом растворенного газа, где воздействие гравитационных сил является пренебрежительно малым. В большинстве случаев применение этих моделей требует вычисления псевдофункций относительных фазовых проницаемостей, учитывающих вертикальное течение.

- **Радиальные модели**. Применение этих моделей ограничивается областью вокруг скважины и обычно направлено на оценку эксплуатационного поведения скважины в присутствии значительных вертикальных градиентов. Обычно эти модели используются для изучения образования водяных и газовых конусов или языкообразования в вертикальных и горизонтальных скважинах.

- **Трехмерные модели**. Эти модели относятся к числу наиболее широко применяемых. Они дают представление о фактическом распределении геологи-

ческих и петрофизических свойств в пределах пласта-коллектора и поэтому могут применяться при наличии в пласте крупномасштабных вертикальных и/или горизонтальных неоднородностей, а также во всех случаях, когда геологическое строение пласта является слишком сложным для его двухмерного представления. Теоретически эти модели могут использоваться для представления любой технологии добычи в данном пласте, при этом единственным ограничением является общее количество ячеек, которое в свою очередь ограничивает степень детализации описания.

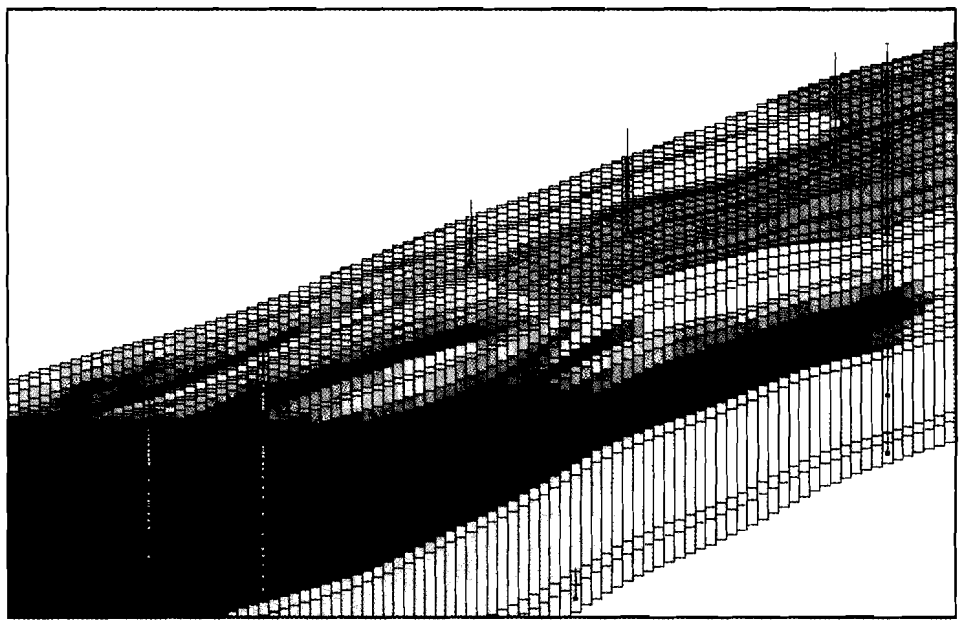


Рис. 7.3. Модель поперечного сечения для изучения образования языков обводнения [6]

Выбор трехмерной модели всего месторождения представляется очевидным, когда речь идет о комплексном исследовании, так как это позволяет эффективно смоделировать продуктивный пласт в целом. Кроме того, этот подход дает возможность включить в процесс всю имеющуюся статическую и динамическую информацию.

Однако проведение исследований в масштабе всего месторождения не всегда является необходимым или желательным, в особенности это касается больших старых месторождений, когда имеющийся объем информации и ее качество делают построение достоверной модели невозможной или проблематичной задачей. В таких случаях более разумной альтернативой является объединение мелкомасштабных секторных моделей и традиционных методов проектирования разработки коллекторов.

В других исследованиях оптимальным вариантом может оказаться объединение нескольких моделей: например, результаты детальной секторной двухмерной

модели поперечного сечения могут использоваться на следующем этапе при построении более грубой трехмерной модели всего месторождения. В таких случаях также можно применять модели линий тока. Источник [7] представляет собой прекрасный пример использования различных типов моделей для проектирования смешивающего вытеснения при нагнетании в пласт углекислого газа.

7.3.2. Выбор типа моделирования

Для воспроизведения механизмов вытеснения, характерных для разных видов продуктивных пластов, используются различные типы гидродинамических моделей. Выбор прежде всего зависит от характера изначально присутствующих в пласте флюидов и преобладающей технологии добычи. Оставляя в стороне химические модели, которые применяются редко, можно сказать, что основными типами гидродинамических моделей являются так называемая «блэк ойл», модель трехфазной фильтрации с учетом компонентного состава и термическая модель. Их особенности кратко описываются в следующих пунктах, а для более детального рассмотрения мы отсылаем вас к имеющимся пособиям [7, 9].

- **Модели «блэк ойл» (нелетучей нефти)**. Этот тип изотермической модели применяется по отношению к продуктивным пластам, содержащим несмешивающуюся нефтяную, газовую и водную фазы. В модели «блэк ойл» углеводороды рассматриваются так, как если бы они состояли из двух компонентов, нефти и газа, с применением простого, зависящего от давления закона растворения газа в жидкой фазе. При этом не предполагается никаких изменений в составе газа и нефти в зависимости от давления или от времени. Эти модели могут применяться для воспроизведения большинства режимов вытеснения, включая режим растворенного газа, режим расширения газовой шапки, водонапорный режим, нагнетание в пласт воды и нагнетание в пласт несмешивающегося газа. Они позволяют учесть вертикальные изменения свойств PVT за счет определения отношения давления насыщения и глубины. Также они могут учитывать латеральные изменения PVT за счет определения различных зон равновесных состояний.
- **Композиционные модели**. В изотермической модели трехфазной фильтрации с учетом компонентного состава углеводородные фазы представлены N числом компонентов, взаимодействие которых зависит от давления и компонентного состава и описывается при помощи некоторого уравнения состояния. Число углеводородных составляющих N обычно зависит от желаемой детализации результатов, но часто ограничивается практическим вычислительным временем и обычно колеблется в пределах от 3 до 7. Композиционные модели используются во всех тех случаях, когда состав и свойства углеводородной фазы значительно различаются ниже точки давления насыщения или температуры конденсации. Типичными областями применения таких моделей является истощение пластов с летучей нефтью или газоконденсатных месторождений, проекты рециркуляции газа или закачки углекислого газа в пласт.

- **Тепловые модели**. Когда температура в пласте изменяется, необходимо использовать тепловые модели. Обычными составляющими такой модели являются вода в виде жидкой или газообразной фазы, а также легкая (летучая) и тяжелая (нелетучая) углеводородные фазы. Свойства флюидов и породы-коллектора описываются как функция давления и температуры. Эти модели применяются для моделирования циклического либо непрерывного нагнетания пара в пласт или более сложных процессов, таких как внутрипластовое горение.

В последнюю очередь следует упомянуть о модели двойной (трещина — скелетная порода) пористости, согласно которой продуктивный пласт считается состоящим из двух сообщающихся систем, породы матрицы и системы трещин, для каждой из которых характерны свои особые свойства. Эти модели применяются как в виде «блэк ойл», так и в виде композиционных моделей различных конфигураций, обычно называемых моделями двойной пористости или двойной проницаемости, в зависимости от того, является ли возможным движение флюидов в скелетной породе. Такие модели обычно применяются при изучении естественных трещиноватых коллекторов.

7.4. Построение сетки гидродинамической модели

Выбор и построение сетки является важнейшей частью процесса моделирования, особенно когда речь идет о продуктивных пластах со сложной геологией. Выбор верной сетки для моделирования или, наоборот, выбор неподходящей сетки может оказать значительное влияние на точность результатов, а также на затраты времени и ресурсов при построении модели.

В контексте комплексного изучения коллекторских свойств пласта построение сетки также отличается особой важностью, потому что именно на этой стадии происходит переход от геологической структуры продуктивного пласта, это касается как его внешней, так и внутренней геометрии, к имитационной модели. Именно на этом этапе мы решаем, какая степень упрощения может быть применена к геологическому описанию, так чтобы это не отразилось на качестве конечных результатов.

Обычно в распоряжении специалистов, занимающихся гидродинамическим моделированием, имеется несколько типов сеток, от традиционных декартовых до трехмерных сеток с распределенными узлами и более сложных гибридных сеток. Эти виды геометрической структуры будут кратко описаны в пункте 7.4.4. В любом случае при выборе того или иного геометрического представления следует учитывать целый ряд геологических, динамических и численных факторов. Они будут рассматриваться в следующих разделах.

7.4.1. Геологические проблемы

Встречающиеся в природе коллекторы углеводородов часто оказываются довольно сложными по своему геологическому строению, это касается как внеш-

него контура, так и внутренней неоднородности. Для получения достоверных результатов имитационная сетка должна адекватно воспроизводить такие особенности геометрии пласта.

Внешний контур пласта-коллектора является первым и наиболее очевидным геометрическим элементом, который необходимо отобразить. Сетка модели должна охватывать всю область, занимаемую углеводородами, а также значительную приконтурную область при существовании активного водоносного горизонта. При отсутствии в пласте явной анизотропии по проницаемости внешние границы пласта также определяют ориентацию сетки.

Другим важным моментом является наличие и степень сложности внутренней неоднородности коллектора. Такие характерные особенности структуры, как разломы, как непроводящие, так и отличающиеся высокой проводимостью, должны отображаться в модели, при этом важно тщательно воспроизвести их вертикальную высоту, если мы хотим получить достоверную картину распределения пластовых флюидов. При наличии взбросов следует подумать о применении более сложных методов создания имитационной сетки, особенно при значительном падении плоскости разлома.

Аналогичным образом необходимо моделировать присутствие на пути потока флюидов барьеров значительной протяженности, при этом требуется соответствующая адаптация геометрической структуры сетки модели. Обширные границы пласта, например, заводненные или глинистые пропластки определяют поведение отдельных пластов, поэтому каждый из них необходимо моделировать индивидуально как отдельный слой имитационной модели. Также следует отображать такие сложные стратиграфические элементы, как области выклинивания слоев.

Интересный пример геологически ориентированной гидродинамической сетки показан на рис. 7.4 (из [10]). На данном рисунке изображена сложная стратиграфическая модель, отражающая перерывы и несогласное трансгрессивное залегание, которые, как предполагается, оказывают значительное влияние на поток флюидов. Чтобы соответствующим образом учесть такую структурную сложность, была построена мелкомасштабная вертикальная сетка, содержащая более 40 слоев.

Верное применение геологической модели в имитационном моделировании возможно только при адекватном представлении на сетке внешней и внутренней геометрической структуры продуктивного пласта. Чрезмерные упрощения не позволяют воспроизвести гидродинамические характеристики, связанные со сложностью строения породы-коллектора.

7.4.2. Динамические проблемы

Анализ сложности геологического строения продуктивного пласта позволяет выработать некоторые требования к построению сетки модели в том, что касается степени детализации. Однако для того чтобы верно воспроизвести наблюдаемые эксплуатационные характеристики месторождения, также следует учесть и дина-

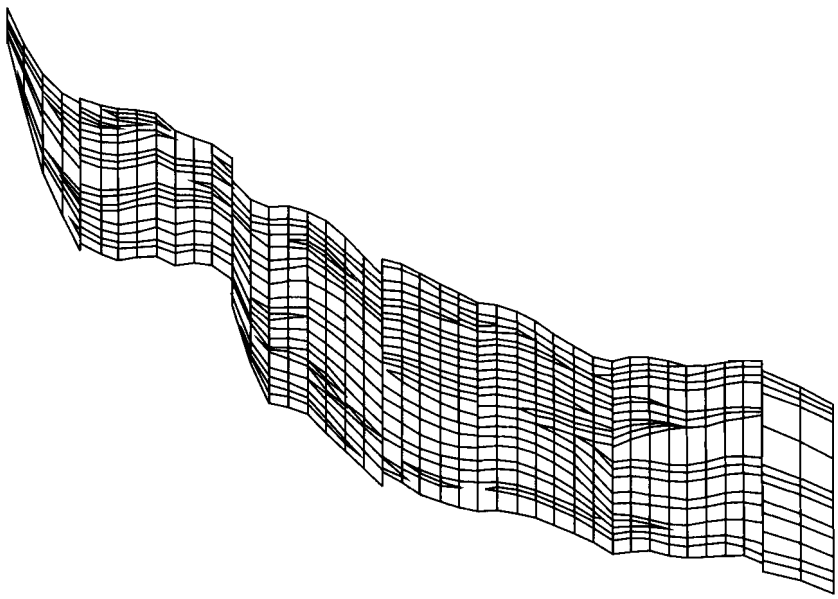


Рис. 7.4. Вертикальная слоистость в стратиграфически сложном продуктивном пласте [10]

мические проблемы, которые могут свидетельствовать о необходимости изменения степени детализации имитационной сетки. На самом деле даже в тех случаях, когда рассматриваются относительно однородные продуктивные пласты, иногда возникает необходимость в увеличении детализации имитационной сетки, с тем чтобы можно было верно воспроизвести движение флюидов в пласте, особенно в случае многофазного течения.

В горизонтальной проекции степень конкретизации имитационной сетки главным образом зависит от числа добывающих скважин. Обычно предполагается, что между соседними скважинами должно быть по меньшей мере 2 или 3 ячейки (или даже больше, если речь идет о расстоянии между добывающей и нагнетательной скважинами) для того, чтобы точно воспроизвести процесс вытеснения и в то же время свести к минимуму проблемы разброса данных при проведении вычислений. В некоторых случаях, особенно когда расположение скважин носит случайный характер, к области вокруг добывающих скважин может применяться локальное измельчение сетки, LGR (local grid refinements), для повышения точности расчетов в этих зонах.

Количество слоев по вертикали должно быть достаточным для воспроизведения процессов, имеющих отношение к вязким и гравитационным силам, например, таким как образование языков обводнения и формирование вторичной газовой шапки. В последнем случае при использовании сетки с крупным шагом по вертикали разделение газа и его миграцию в структурно более высокие части пласта достоверно смоделировать не удастся, что приводит к неверной интерпретации наблюдаемых значений газового фактора в добывающих скважинах.

7.4.3. Проблемы, связанные с вычислениями

Выбор размера и ориентации сетки также зависит от ряда проблем, связанных с вычислениями, наиболее значительные из которых возникают как следствие численной ошибки (погрешности) и ориентации сетки.

Разброс при вычислениях является непременным атрибутом используемых в настоящее время численных методов и возникает при моделировании процессов, связанных с быстрым изменением насыщенности, например, при продвижении воды и нефти. Численная ошибка при вычислениях приводит к получению неточных результатов и связана с размерами ячеек имитационной модели.

Эту проблему иллюстрирует рис. 7.5. Когда один и тот же процесс вытеснения моделируется с применением различного числа ячеек, профиль насыщенности изменяется. Как можно заметить, численная погрешность при вычислениях приводит к потере четкости профиля насыщенности при использовании небольшого количества ячеек и соответственно к уменьшению эффективности вытеснения при прорыве. Кроме того, этот эффект проявляется более отчетливо при наличии благоприятного коэффициента подвижности. Более подробное обсуждение этого вопроса можно найти в источнике [5].

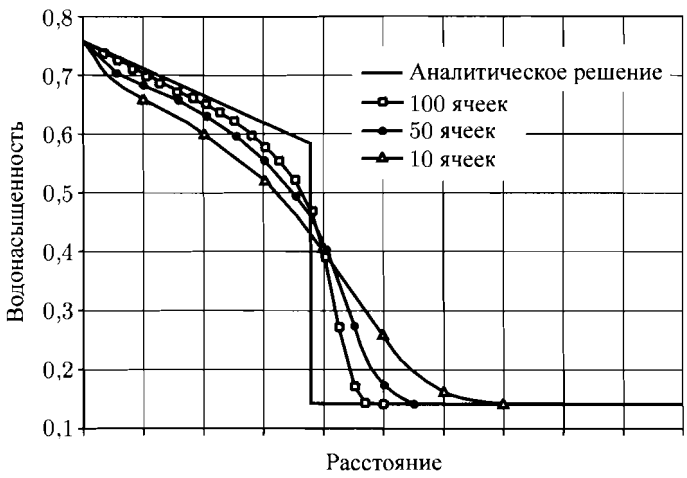


Рис. 7.5. Численная погрешность при вычислениях

Численная погрешность при вычислениях всегда в некоторой степени присутствует в любой имитационной модели, хотя уменьшение размера ячеек сводит к минимуму ее влияние на полученные результаты. Нужно найти разумный баланс при выборе размеров сетки, чтобы ограничить влияние численной погрешности при вычислениях и работать с целесообразным числом ячеек.

Под влиянием ориентации сетки модели, с другой стороны, подразумевается неточность вычисленных результатов, которая зависит от ориентации сетки модели по отношению к месту расположения нагнетательных и добывающих скважин. Эта проблема изображается на рис. 7.6, где показаны одна добывающая и две нагнетательные скважины, обозначенные A, B и C соответственно.

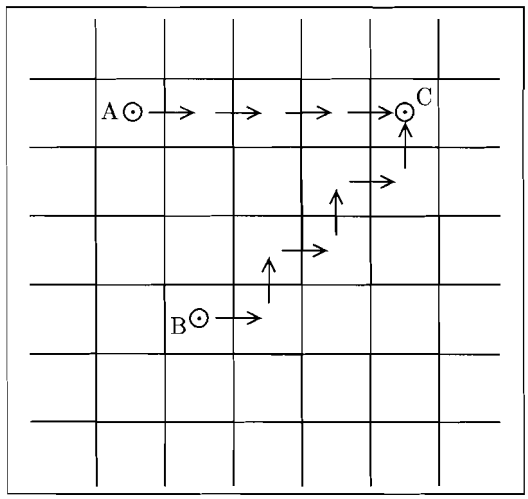


Рис. 7.6. Влияние ориентации сетки

При использовании сетки, показанной на этом рисунке, путь от нагнетательной скважины B до добывающей скважины C оказывается значительно больше, чем путь от нагнетательной скважины A, поэтому время прорыва в этом случае искусственно увеличивается. Также заметьте, что при повороте сетки на 45 градусов возникнет противоположная ситуация.

Влияние ориентации сетки является особенно значительным при наличии очень высоких коэффициентов подвижности, как это имеет место в процессах вытеснения нефти газом или паром, однако его нельзя не учитывать, даже если речь идет о более традиционной системе вода–нефть. Пожалуй, самым эффективным решением, позволяющим уменьшить влияние ориентации сетки, является применение девятиточечной формулировки уравнений течения, в которой также учитываются связи по диагонали (рис. 7.7). Этот подход более требователен к вычислительным ресурсам, однако в тех случаях, когда время вычисления не ограничено, девятиточечная схема является предпочтительным вариантом.

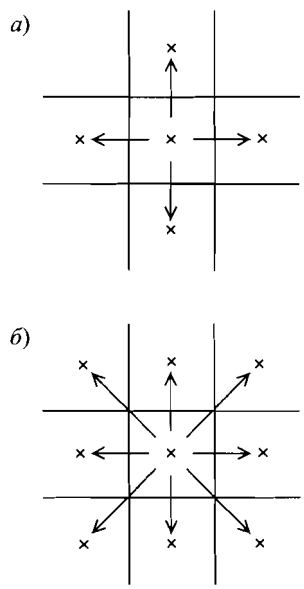


Рис. 7.7. Пятиточечная (*а*) и девятиточечная (*б*) схемы вычислений (из [6])

7.4.4. Выбор типа сетки гидродинамической модели

После должного рассмотрения геологических и динамических проблем, а также проблем, связанных с вычислениями, можно принимать решение относительно типа конфигурации сетки и ее размеров.

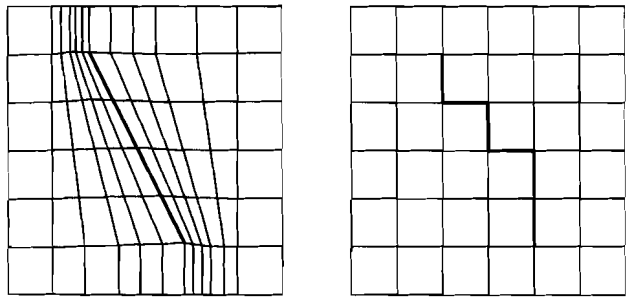


Рис. 7.8. Сравнение декартовой сетки и сетки с распределенными узлами (слева)

Что касается типов сетки, обычно на практике применяются две базовые конфигурации: декартова и с распределенными узлами.

Блочно-центрированная декартова сетка гидродинамической модели строится посредством выравнивания ячеек сетки вдоль декартовых координат по трем направлениям в пространстве, в результате чего получается преимущественно ортогональная сетка. Этот вид сетки модели является старейшим и до сих пор применяется наиболее широко вследствие своей простоты и удобства построения.

В сетке с распределенными узлами определяются координаты каждого угла блока сетки, а не только центра блока. Получающаяся сетка не обязательно бывает ортогональной, что позволяет более точно воспроизвести геологические особенности каждого конкретного пласта-коллектора. С другой стороны, сетки такого типа теоретически требуют определения всех компонентов градиентов потенциала на поверхности каждого блока. Так как большинство имитационных моделей не учитывает эти дополнительные компоненты, считается хорошей практикой ограничивать локальную деформацию сетки, в противном случае при расчетах возникают ошибки.

На рисунке 7.8 сравниваются эти два типа сеток. Следует заметить, что хотя сетка с распределенными узлами представляется более удачным решением вследствие высокой достоверности передачи особенностей геологического строения, это не гарантирует получение точного результата. В действительности, хотя выбор типа конфигурации является достаточно субъективным моментом, некоторые инженеры-разработчики рекомендуют, насколько это возможно, использовать старые, хорошо известные декартовы сетки.

Еще одним важным моментом, касающимся имитационных сеток, является возможность использования блоков различных размеров на разных участках месторождения. Эта особенность представляет значительный интерес при проведении подавляющего большинства пластовых исследований, потому что часто встречаются такие участки продуктивного пласта, для которых было бы желательно получить как можно более точные расчеты, и другие, обычно это периферийные области водоносного горизонта, где точность вычислений отходит на второй план. Преимущество такого подхода состоит в значительном сокращении числа активных ячеек, а следовательно, и уменьшении времени вычисления.

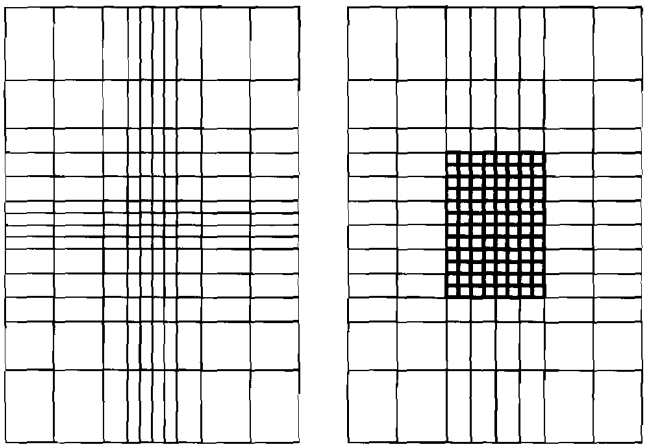


Рис. 7.9. Декартова сетка с ячейками различных размеров (слева) и локально уточненная сетка

Все существующие виды программного обеспечения для построения гидродинамических сеток позволяют задавать различные размеры рядов и столбцов, в результате чего получаются так называемые *сетки типа шотландский плед*[1]. В более сложных случаях существующая сетка может быть уточнена в интересующих нас областях, обычно там, где происходит быстрое изменение насыщенности и давления. Такие локально измельченные сетки более требовательны к вычислительным ресурсам, но отличаются значительно большей гибкостью использования.

На рисунке 7.9 в качестве примера показаны две сетки, одна из них представляет собой сетку типа шотландский плед с ячейками различных размеров, а вторая сетка является локально измельченной. Заметьте, что в последнем случае поверхность одного блока сетки с крупными ячейками может соединяться с поверхностями двух и более блоков сетки с мелкими ячейками.

Наконец, следует упомянуть о том, что за последние годы большое внимание уделялось разработке и применению сеток с более сложной геометрией, таких как сетка Вороного и сетка PEBI [11, 12]. Такой интерес обусловлен значительным техническим прогрессом в различных дисциплинах, связанных с нефтедобычей:

- **Сложная геометрия скважин**. Скважины со сложным геометрическим строением все чаще применяются в эксплуатационной практике (горизонтальные, многозабойные, трехмерные). Чтобы получить достоверное описание движения флюида в таких сложных конфигурациях, необходимо использовать специально приспособленные методы построения сеток.

- **Сложные геологические модели**. Последние достижения в геологическом моделировании позволяют получать подробные трехмерные описания про-

[1] Следует обратить особое внимание на ограничение деформации периферийных ячеек. Принято считать, что максимальное значение коэффициента формы ячеек ($\Delta X/\Delta Y$) равняется 3.

дуктивных пластов со сложной геометрией, включая наличие разломов со смещением. Для того чтобы точно отобразить на модели такие геологические особенности, необходимы сложные методы построения сеток.

В источнике [13] приводится обзор различных стандартных гидродинамических сеток, которые могут использоваться при динамическом моделировании продуктивного пласта. В настоящее время прослеживается тенденция к использованию в будущем **гибридных сеток**, то есть таких сеток, которые совмещают в себе различные особенности геометрической структуры в разных областях пласта-коллектора, что позволяет оптимизировать решение уравнений течения и фактическую продолжительность времени счета. На рис. 7.10 приводится пример применения гибридных сеток для пластового моделирования.



Рис. 7.10. Гибридные сетки для имитационного моделирования продуктивных пластов (с разрешения Французского института нефти)

7.4.5. Построение гидродинамической сетки: выводы

Построение сетки для численного моделирования пласта является одним из важных элементов моделирования. Именно на этой стадии при помощи упрощенной геометрической сетки моделируется геологическое строение продуктивного пласта с учетом как его внешних контуров, так и внутренних неоднородностей.

В принципе важно сделать геологическое описание как можно более репрезентативным, сохранив при этом степень детализации, достигнутую на этапе

геологического моделирования, особенно это касается внутренних неоднородностей в структуре пласта. Так, например, обычно бывает важно согласовать основные границы сетки в вертикальной проекции с границами стратиграфических циклов, определенными в ходе сейсмостратиграфического моделирования. Кроме того, эта сетка должна как можно более точно отображать особенности структуры изучаемого продуктивного пласта, включая все разломы, которые, как предполагается, оказывают влияние на движение пластовых флюидов.

Также следует заметить, что в некоторых случаях эти потребности могут противоречить, с одной стороны, необходимости использовать сетку с определенным числом ячеек и, с другой стороны, с прочими динамическими и связанными с вычислениями проблемами.

Хотя выбор типа имитационной сетки и ее геометрии зависит от особенностей изучаемого продуктивного пласта, имеется ряд моментов, которые всегда необходимо учитывать на данном этапе моделирования:

- Построение гидродинамической сетки является важным этапом интеграции в рамках комплексного моделирования продуктивного пласта, на котором следует учитывать геологические и динамические проблемы, а также проблемы, связанные с вычислениями.
- Размеры блоков сетки и общее количество ячеек необходимо адаптировать к имеющимся условиям, учитывая, в частности, сложность геологической структуры пласта, преобладающие процессы вытеснения и количество действующих скважин. Количество ячеек сетки для динамического моделирования должно удовлетворять оговоренным выше условиям, при этом следует иметь в виду, что увеличение числа ячеек не гарантирует повышения точности получаемых результатов. Как следует из недавно опубликованного исследования [14], в случае когда учитывается всего несколько скважин, сетки с достаточно крупными ячейками позволяют получить более точные результаты, если сравнивать их с мелкомасштабными имитационными моделями. Сетки с большей степенью детализации необходимо использовать тогда, когда модель охватывает большое количество скважин.
- Выбор типа геометрии сетки модели, блочно-центрированной декартовой, с распределенными узлами или гибридной, зависит от особенностей изучаемого продуктивного пласта, а также от имеющихся технических ресурсов. В принципе сетка модели с распределенными узлами является предпочтительной в тех случаях, когда сложность геологического строения пласта такова, что использование декартовой сетки привело бы к чрезмерному упрощению реальной сообщаемости внутри данного слоя пласта-коллектора (то есть при наличии разломов со смещением). С другой стороны, когда геологическая структура продуктивного пласта является достаточно простой, лучшей альтернативой может оказаться декартова сетка.
- Применение особых подходов, таких как локальное измельчение сетки, позволяет добиться большей гибкости и точности при расчетах в областях, пред-

ставляющих особый интерес, однако ограничивающим фактором в данном случае является повышенная требовательность к вычислительным ресурсам.

- Более сложные виды сеток (гибридные сетки) могут применяться при наличии сложной геометрической структуры пласта и/или сложных скважин.

Наконец, следует заметить, что увеличение мощности вычислительных ресурсов позволит в ближайшем будущем создавать более точные сетки для численного моделирования, в то же время сводя к минимуму проблемы, связанные с разбросом данных при вычислениях и с ремасштабированием.

На рис. 7.11 показано развитие размеров имитационных моделей со временем. Экстраполяция имеющейся тенденции позволяет предположить, что в ближайшие несколько лет станет возможным создавать модели продуктивных пластов с количеством ячеек, превышающим миллион, в контексте обычных эксплуатационных исследований.

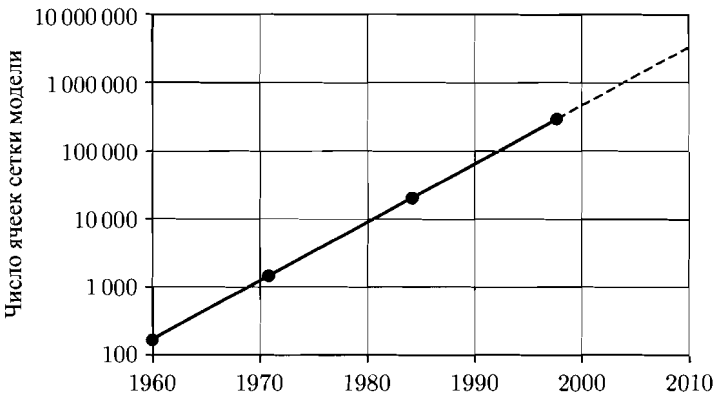


Рис. 7.11. Увеличение числа ячеек имитационных моделей с течением времени

7.5. Определение входных параметров

В данной главе речь пойдет об отражении коллекторских свойств пласта на выбранной гидродинамической сетке. В частности, в центре внимания будет отображение свойств породы-коллектора и флюида применительно к общему случаю трехмерной системы продуктивного пласта с трехфазным течением.

Все необходимые для описания такого общего случая параметры породы-коллектора и флюида сведены в таблице 7.1. В следующих разделах будет кратко рассматриваться каждая из выделенных групп входных данных.

7.5.1. Геометрия пласта

Для отображения геометрии пласта в модели применяются структурная карта кровли пласта-коллектора, а также карты общей и эффективной толщины пла-

ста для каждого из его слоев. В качестве альтернативы эффективной толщины в качестве входного параметра может использоваться соотношение эффективных и общих толщин (коэффициент песчанистости). На основе введенных данных симулятор создает модель внутренней геометрической структуры продуктивного пласта.

Перенос этих свойств на ячейки сетки модели осуществляется напрямую. На выходе после обработки каким-либо программным пакетом для пересчета по регулярной сетке или трехмерного геолого-математического моделирования пласта эти данные обычно представлены в табличной форме, тогда как все коммерческие программы в настоящее время дают возможность читать эти большие файлы в формате ASCII или некотором стандартном двоичном формате.

Всегда имеет смысл применять опции, предполагающие возможность визуализации модели, чтобы убедиться в том, что в модели содержатся верные сведения о геометрии пласта. Особенно тщательно следует проверять глубину скважин, особенно в тех случаях, когда горизонтальные размеры ячеек сетки достаточно велики. При наличии несоответствий, глубину по ячейкам следует привести в соответствие с измеренной глубиной скважины.

7.5.2. Свойства породы-коллектора

За исключением сжимаемости, которая обычно вводится в виде единственного значения или в виде таблицы зависимости от давления, к петрофизическим параметрам, необходимым для построения модели, относятся пористость и проницаемость (см. таблицу 7.1).

Так же как и в случае геометрии, отражение петрофизических свойств на ячейках сетки само по себе является простой операцией, не важно, идет ли речь о двух- (карты пористости и проницаемости) или трехмерных входных данных, получаемых с использованием какого-либо программного пакета для трехмерного геолого-математического моделирования пласта. Многие симуляторы также позволяют осуществлять одновременный ввод всех геометрических и петрофизических параметров за один раз при наличии обоих типов параметров в одном и том же пакете геологического моделирования.

Однако прежде чем осуществлять эту простую операцию, необходимо обратить внимание на такой важный и зачастую упускаемый из виду момент, как проблема ремасштабирования.

7.5.2.1. Задача ремасштабирования

В типичной трехмерной геологической модели продуктивный пласт часто описывается с применением очень частой сетки, размеры которой составляют порядка $10^6 - 10^8$ ячеек. Однако эти такие модели не подходят для динамического моделирования, так как типичные гидродинамические модели основываются на гораздо более редкой сетке, общее количество ячеек в которых составляет порядка $10^4 - 10^5$. Таким образом, различие в количестве ячеек между этими двумя

Таблица 7.1. Входные параметры породы-коллектора и флюида для построения трехмерной гидродинамической модели системы с трехфазным течением

Геометрия	
D	Структурная карта кровли пласта-коллектора
h_g	Общая толщина, для каждого слоя коллектора
h_n	Эффективная толщина, для каждого слоя коллектора
N/G	Соотношение эффективных и общих толщин (песчанистость, альтернатива h_n
Свойства породы-коллектора	
ϕ	Пористость
K	Абсолютная проницаемость (в трех направлениях)
c	Сжимаемость породы-коллектора от давления
Свойства флюида	
B_o	Объемный коэффициент нефти от давления
B_w	Объемный коэффициент воды от давления
B_g	Объемный коэффициент газа от давления
ρ_o	Плотность нефти при нормальных условиях
ρ_w	Плотность воды при нормальных условиях
ρ_g	Плотность газа при нормальных условиях
Rs	Газосодержание от давления
μ_o	Вязкость нефти от давления
μ_g	Вязкость газа от давления
μ_w	Вязкость воды от давления
c_o	Сжимаемость нефти
c_w	Сжимаемость воды
Функции насыщения	
Pc_{wo} vs. Sw	Капиллярное давление в системе вода–нефть (дренирование и пропитка)
Pc_{go} vs. Sg	Капиллярное давление в системе газ–нефть (дренирование и пропитка)
Kr_o, Kr_w vs. Sw	Функции относительной проницаемости для воды и нефти (дренирование и пропитка)
Kr_o, Kr_g vs. So	Функции относительной проницаемости для нефти и газа (дренирование и пропитка)
Kr_o, Kr_g, Kr_w	Функции относительной проницаемости для нефти, газа и воды при трехфазном потоке

подходами к моделированию составляет порядка 100 раз или больше, поэтому возникает необходимость в применении соответствующей процедуры для того, чтобы перенести детализированную геологическую модель на крупную динамическую сетку с минимальными потерями особенностей геологической структуры. Это хорошо известная задача **ремасштабирования**.

Задача ремасштабирования петрофизических параметров была основным предметом исследования за последние десять лет, в течение которых появилось много интересных публикаций, детально описывающих эту проблему [15]. Для подробного ознакомления с этим предметом мы отсылаем вас к данным публикациям. В данном случае мы ограничимся кратким описанием некоторых из наиболее популярных методов.

A. Пористость

Приведение данных пористости к другому масштабу описания не предполагает особых проблем. Поскольку пористость является аддитивной переменной, операция ремасштабирования сводится к нахождению линейного средневзвешенного для значений, полученных в мелком масштабе. Стоит отметить одну важную особенность: в более крупном масштабе увеличение среднего объема ячеек фактически приводит к уменьшению разброса данных в пределах среднего значения.

B. Проницаемость

В новаторской работе Кардвелла и Парсонса [16] эффективная проницаемость неоднородной системы определяется как *проницаемость однородного сегмента того же самого размера, пропускающего тот же самый объем жидкости при одном и том же падении давления.*

Поэтому проблема ремасштабирования данных проницаемости зависит от распределения неоднородностей в пласте и от применяемых граничных условий, которые в свою очередь зависят от рассматриваемого объема продуктивного пласта. При изменении этих условий в итоге будет получаться другое значение эффективной проницаемости.

За последние годы были разработаны различные методы, позволяющие получить удовлетворительные результаты в большинстве случаев. Их можно объединить в две основные категории: аналитические и численные методы.

Аналитические методы

Показатели эффективной проницаемости для различных геометрических конфигураций можно получить с использованием простых аналитических методов, основанных на различных видах выведения среднего значения:

- **Среднее арифметическое**. Эта операция позволяет получить верные результаты при рассмотрении однородных слоев с контрастирующей проницаемостью, когда поток параллелен залеганию.

- **Среднее гармоническое**. Этот метод позволяет получить среднее значение проницаемости слоистой системы, когда поток течет перпендикулярно залеганию слоев.

- **Среднее геометрическое**. Этот метод позволяет получить среднее значение проницаемости для произвольно неоднородной системы.

Примечательным является тот факт, что среднее арифметическое и среднее гармоническое позволяют установить верхнюю и нижнюю границы соответственно [16]. В частности, когда речь идет о неоднородной системе, верхний и нижний пределы можно определить, если взять соответственно:

- среднее арифметическое по каждой плоскости, расположенной перпендикулярно интересующему нас направлению, а затем вычислить среднее гармоническое этих средних арифметических;

- среднее гармоническое по каждому столбцу, расположенному на пути потока, а затем вычислить среднее арифметическое этих средних значений.

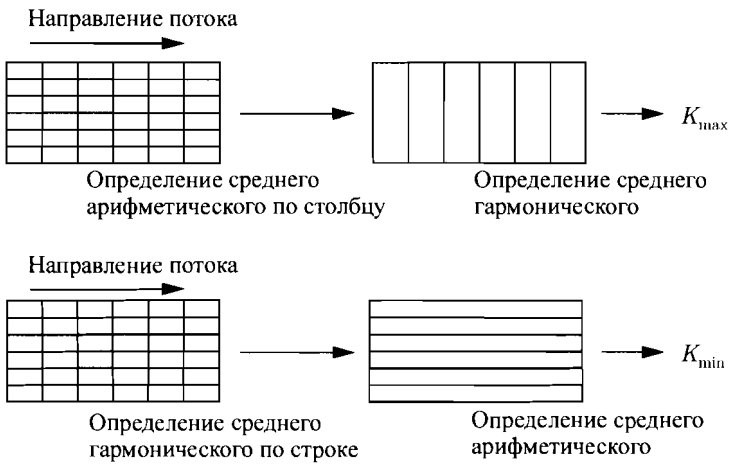


Рис. 7.12. Вычисление минимального и максимального значений эффективной проницаемости

Эта процедура изображена на рис. 7.12. Для каждой ячейки редкой сетки можно рассчитать значения $K_{\min}$ и $K_{\max}$, которые затем можно использовать для приближенной оценки вертикальной и соответственно горизонтальной эффективной проницаемости.

Общую формулировку аналитических (или алгебраических) методов можно получить с применением так называемого степенного вычисления среднего значения [17]:

$$K_e = \Sigma_i \left(\frac{k_i^\omega}{n} \right)^{1/\omega}.$$

Легко заметить, что нижний предел среднего гармонического можно представить в виде степенной зависимости среднего значения с экспонентой ω, равной -1, тогда как верхний предел среднего арифметического можно рассматривать как степенную зависимость среднего арифметического с экспонентой ω, равной $+1$. Среднее геометрическое соответствует пределу функции, когда экспонента ω стремится к 0.

В общем случае гетерогенного трехмерного распределения значений проницаемости в мелком масштабе степенная зависимость среднего значения позволяет получить общее решение для крупномасштабной эффективной проницаемости. В источнике [18] приводится метод для оценки экспоненты ω степенной зависимости среднего значения как функции суммарного коэффициента анизотропии, зависящей от соотношения вертикальной и горизонтальной проницаемости и корреляционного интервала.

Численные методы

Эффективную проницаемость для неоднородной системы также можно получить с применением численных методов. Одним из широко применяемых методов является так называемый метод расчета по давлению (Pressure-Solver method). В данном случае неоднородная среда описывается при помощи мелкомасштабной сетки, тогда как суммарный поток вычисляется при известных показателях давления на входной и выходной плоскостях и установленных граничных условиях. Затем этот поток применяется к однородной среде и по результатам этих измерений определяется эффективная проницаемость.

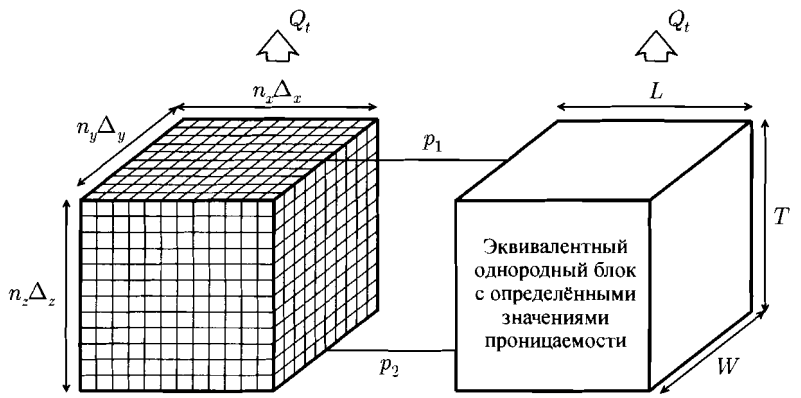


Рис. 7.13. Метод расчета по давлению для вычисления эффективной проницаемости [19]

Метод расчета по давлению представляет собой точный метод ремасштабирования, однако его результаты зависят от выбранного объема продуктивного пласта и граничных условий. В частности, при выборе моделируемого объема пласта необходимо учитывать тип и размеры изучаемых неоднородностей. Кроме того, этот метод требует больших временных затрат по сравнению с аналитическими методами.

Аналитические и числовые методы не являются единственными имеющимися методами для ремасштабирования проницаемости или однофазного ремасштабирования. Были предложены и другие подходы, одним из интересных примеров которых является применение методов перенормировки [20].

Выбор того или иного метода ремасштабирования является сложной проблемой. Как правило, когда различия проницаемости являются средними, аналитические методы представляют собой быстрый и эффективный подход к решению данной проблемы. И наоборот, при значительных контрастах проницаемости предпочтение следует отдавать численным методам. В частности, наличие нулевых значений может оказать значительное влияние при использовании алгебраических методов, поскольку для определенных массивов мелкомасштабных значений могут быть получены нулевые показатели эффективной проницаемости. Такие ситуации необходимо предвидеть и своевременно решать, в противном случае полученные данные распределения эффективной проницаемости могут оказаться слишком низкими.

В принципе каждый метод может дать различные результаты, при этом не существует никаких оснований, которые позволили бы определить, какой из данных подходов является наилучшим, а также насколько точно тот или иной метод ремасштабирования воспроизводит фактические (и неизвестные) значения эффективной проницаемости.

Количественная оценка операции ремасштабирования может осуществляться посредством сопоставления результатов, полученных с использованием мелкомасштабных сеток и сеток с крупными ячейками, если первые имеются в наличии. Недавно опубликованное исследование [14] посвящено сравнению эффективности специальной процедуры ремасштабирования и эталонного имитационного моделирования на мелкой сетке, осуществлявшегося с применением параллельных вычислений. Полученные результаты свидетельствуют о том, что в данном случае имитационное моделирование с применением крупной сетки позволило сделать точный прогноз в общем плане, тогда как результаты по эксплуатационным показателям отдельных скважин оказались менее точными. Кроме того, удалось сохранить относительное ранжирование геостатистических моделей.

Во всех случаях проблеме ремасштабирования следует уделять достаточно внимания, потому что конечные результаты динамического моделирования часто в значительной мере определяются выбранным методом. Исследования чувствительности, когда таковые осуществимы, являются полезным средством, дающим возможность оценить влияние процедуры ремасштабирования и выбрать соответствующий метод.

7.5.3. Свойства флюида

Достаточно подробно свойства флюида обсуждались в пункте 6.2. При успешном определении характеристик пластовых флюидов перенос этих данных на ячейки сетки не представляет особых проблем. Свойства флюидов (см. таблицу 7.1) обычно вводятся в симулятор в табличном формате как функция давления.

Следует обратить внимание на то, как модель работает с таблицами PVT. Некоторые симуляторы требуют введения значений PVT с учетом условий сепарации, тогда как другие могут осуществлять необходимые поправки автоматически при введении всех необходимых дифференциальных и композиционных данных.

В тех случаях, когда приходится иметь дело с пространственными изменениями свойств либо по вертикали, либо по площади, может возникнуть необходимость в специальных наборах таблиц. В таком случае определяются отчетливые зоны PVT, представляющие собой области с различным термодинамическим равновесием. Важно понять поведение симулятора в тех случаях, когда флюиды перетекают из одной области в другую, чтобы выявить возможные аномалии.

7.5.4. Функции насыщения

Наряду с абсолютной проницаемостью, функции насыщения (капиллярное давление и относительная проницаемость) относятся к числу наиболее значимых факторов, влияющих на конечные результаты имитационного моделирования.

Проблема определения репрезентативных функций насыщения обсуждалась в пункте 6.3. В данном контексте после небольшого отступления по поводу гистерезиса будет обсуждаться процедура отражения этих данных в программе для численного моделирования.

7.5.4.1. Гистерезис

Многофазное течение флюида в принципе является необратимым процессом и поэтому зависит от направления течения. Одно из последствий этого заключается в том, что распределение жидких фаз в сети пористых пространств зависит не только от уровня насыщения, но также и от направления изменения насыщенности. Когда речь идет об увеличении насыщения смачивающей фазы, мы говорим о цикле **пропитки**, а в противном случае — о цикле **дренирования**. Эти два цикла в целом различаются, и это явление называется гистерезисом функций насыщения.

Кривые капиллярного давления, равно как и кривые относительной проницаемости, подчинены циклу дренирования или циклу пропитки, поэтому важно определить преобладающее направление изменения насыщения в изучаемом продуктивном пласте и отследить, действительно ли имеет место обратное изменение насыщенности.

Если дело обстоит именно так, оба этих цикла необходимо учитывать и явно вводить в модель. С этой точки зрения знание истории эксплуатации месторождения и преобладающих в пласте механизмов вытеснения обычно является источником ценных сведений.

В принципе кривые дренирования и пропитки могут значительно различаться, из чего следует, что при выборе тех или иных функций следует учитывать основные пластовые процессы. Так, например, функции относительной проницаемости при дренировании не следует применять для описания процесса

пропитки, такого как заводнение смачиваемого водой пласта-коллектора. Когда известно о наличии в пласте реверсии насыщенности, следует подумать о возможности применения обоих типов данных (при дренировании и при пропитке). В источнике [21] приводится базовое обсуждение проблемы учета гистерезиса функций насыщения при численном моделировании.

7.5.4.2. Моделирование функций насыщения

Обычно при моделировании определяется несколько моделей функций насыщения. Каждая из них применяется к определенной зоне продуктивного пласта в зависимости от преобладающего литологического и/или петрофизического состава породы-коллектора.

В частности, большинство симуляторов позволяет определить различные формы кривых и наборы граничных точек, обеспечивая достаточную гибкость при их объединении. Так, например, при недостатке экспериментальных данных один набор нормализованных кривых относительной проницаемости и/или капиллярного давления может комбинироваться с различными наборами граничных точек.

Такое определение различных зон продуктивного пласта, отличающихся различными функциями насыщения, обычно называется **зонированием продуктивного пласта**, и на практике оно сводится к выявлению на сетке гидродинамической модели подзон, для которых характерны различные типы коллектора.

Понятие типа породы-коллектора фактически является одной из важнейших точек соприкосновения статистического и динамического описаний месторождения. Слишком часто инженеры-разработчики создают и изменяют зонирование типов породы-коллектора, полагаясь только на критерии адаптации модели, тогда как на самом деле тип породы-коллектора должен применяться для выявления тех областей в пласте, где следует ожидать отличающегося динамического поведения *как следствие* различных литологических и/или петрофизических свойств продуктивного пласта.

Изучение относительной проницаемости, представленное на рис. 1.6, в результате которого для единственного продуктивного пласта было создано более 200 кривых, является только одним ярким примером возможного неправильного применения понятия типа породы-коллектора. Ясно, что в основе такого моделирования нет никакого достоверного зонального распределения неоднородностей коллектора и, соответственно, любая экстраполяция с опорой на этот набор кривых является сомнительной.

По этой причине создание модели зонального распределения типов породы-коллектора по вертикали и по горизонтали должно осуществляться при участии геолога и инженера-разработчика, чтобы удостовериться, что на данном этапе не происходит утраты непротиворечивости модели.

Зоны по типам породы-коллектора могут создаваться по-разному. Когда это возможно, в качестве основного средства для определения распределения типов породы-коллектора следует применять понятие фации (пункт 3.3.2.3). Фа-

циальные карты могут прямо трансформироваться в зоны по типам породы-коллектора, особенно в тех случаях, когда различные фации могут быть индивидуально охарактеризованы с петрофизической точки зрения. Также важно, чтобы любые изменения, вносимые в карту зонирования типов породы-коллектора, которые могут обусловливаться необходимостью адаптации модели, сопоставлялись со статическим описанием характеристик данного продуктивного пласта, что дает возможность построить достоверную прогнозирующую модель.

В качестве альтернативы подходу, основанному на понятии фации, распределение функций насыщения может осуществляться с применением аналитических корреляций. Типичная процедура, как правило, предполагает использование некоторого параметра корреляции (пористость, проницаемость или квадратный корень из отношения проницаемость/пористость) для граничных точек функций относительной проницаемости по лабораторным измерениям.

На рис. 7.14 приводится пример подобных корреляций, а также показано, как остаточная нефтенасыщенность Sor_w коррелирует с квадратным корнем из K/ϕ. Поскольку известны значения пористости и проницаемости для каждой ячейки сетки, выведение соответствующего значения Sor_w не представляет сложности. Графики такого вида используются уже в течение многих лет для определения типов породы-коллектора в пределах продуктивного пласта. Отражение данных капиллярного давления на имитационной модели может осуществляться посредством J-функции [22], так как распределение пористости и проницаемости известно.

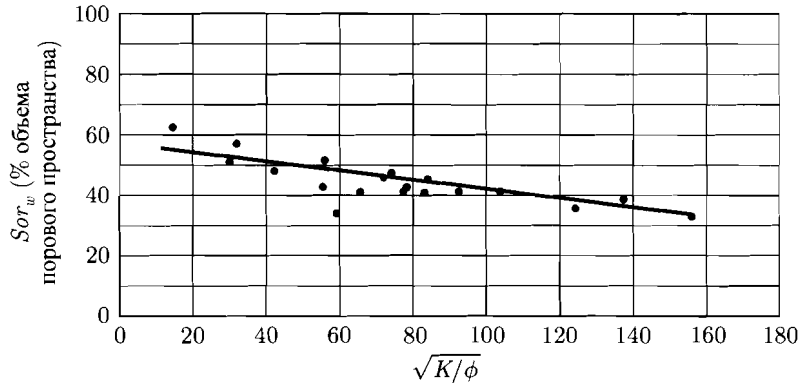


Рис. 7.14. Зависимость K/ϕ от остаточной нефтенасыщенности

В заключение заметим, что определение и отражение на имитационной сетке функций насыщения является важным этапом исследования. В следующих пунктах приводятся общие правила, которые всегда следует учитывать.

- **Подтвердить экспериментальные данные**. Очень часто, особенно это касается давно разрабатываемых продуктивных пластов, специалистам при-

ходится работать с достаточно большим количеством экспериментальных данных, которые могут основываться на применении различных методов и происходить из разных лабораторий. Проверка имеющихся данных на достоверность и репрезентативность полученных результатов является основным этапом при составлении набора функций насыщения.

- **Объединить информацию**. Когда это возможно, экспериментальные данные всегда следует сопоставлять с данными из независимых источников, особенно это касается граничных точек насыщения. Это позволяет обнаружить расхождения, которые могут обусловливаться проблемами масштабирования.

- **Создать простую модель**. Всегда полезно создавать простые модели функций насыщения, особенно тогда, когда имеющихся данных недостаточно для получения более подробного описания или когда предполагается существование значительной неопределенности. Сложные модели, когда они не обеспечиваются данными высокого качества, с высокой вероятностью приводят к дефектам и ошибкам при прогнозировании.

- **Учесть геологические особенности**. Создавая пространственную модель функции насыщения, важно обеспечить учет геологических особенностей. То же самое верно и в том случае, когда на этапе адаптации в исходную модель вносятся какие-либо изменения. Модель геологического распределения фаций, когда таковая имеется в наличии, создает предпосылки для успешного создания модели типов породы-коллектора, которая будет использоваться при численном моделировании.

- **Сосредоточиться на особенно важных параметрах**. Моделирование функций насыщения для определенного продуктивного пласта может быть долгим и трудным. Поэтому важно сосредоточиться на особенно важных параметрах (например, на относительной проницаемости по воде для остаточной нефтенасыщенности), тогда как средние значения могут считаться менее важными.

Во всех случаях, когда имеющейся информации недостаточно для создания достоверной модели, руководителю проекта следует требовать получения новых дополнительных данных. Возникающие в данном случае затраты могут быть оправданы важностью этих данных для получения конечных результатов.

7.5.5. Данные добычи и заканчивания

При исследовании посредством численного моделирования данные добычи (дебит нефти) загружаются в модель наряду с профилями приемистости скважины при закачивании воды и газа[1]. Дебиты газа и воды (или обводненность и

[1]На начальных этапах моделирования часто используется не дебит нефти, а совокупный дебит всех флюидов. Это позволяет верно рассчитать показатели суммарной добычи и применить метод

газовый фактор), с другой стороны, представляют собой результирующие данные модели, вычисляемые с применением смоделированных давлений и насыщенности.

История нефтедобычи обычно бывает представлена в модели в виде месячного профиля. Однако большая часть препроцессоров модели позволяет сглаживать и преобразовывать вводимый профиль нефтедобычи с применением различных конфигураций, при этом оставляя неизменными совокупные показатели добычи. Такие особенности полезны, когда месторождение имеет долгую историю эксплуатации, так как они позволяют переопределять профиль динамики добычи, особенно на ранних этапах эксплуатации месторождения (например, раз в полгода или раз в год). А это, в свою очередь, делает численные расчеты гораздо более быстрыми и надежными.

Одним из важных моментов применительно к данным добычи является качество имеющейся информации. Естественно, что наличие высококачественных данных добычи является непременным условием достоверности имитационного моделирования, причем это касается как непосредственно входных данных (дебит по нефти), так и эталонных данных, используемых для проверки точности адаптации модели (объем воды, извлекаемой из скважины, и газовый фактор). Всегда полезно оценить качество имеющихся данных добычи, добиваясь максимального уточнения данных.

Недавно вышедшая публикация по месторождению Greater Burgan [23] является примером того, как неточности в данных добычи могут привести к получению недостоверных результатов при имитационном моделировании. В этой работе систематическое и критическое рассмотрение всей исторической информации позволило выяснить, что для значительной части скважин были характерны проблемы сообщаемости (перетоки флюидов) и/или проблемы распределения добычи месторождения по скважинам.

По строго коммерческим причинам показатели дебита нефти в масштабах месторождения в целом или разделительной установки, возможно, являются самой достоверной информацией в моделировании месторождения. Дебиты по отдельным скважинам обычно отличаются меньшей точностью, поскольку процедура их определения, как правило, основывается на периодических замерах, проводящихся в каждой скважине.

Данные добычи газа в принципе отличаются меньшей достоверностью, особенно в тех случаях, когда добытый газ сжигается на факеле, когда не существует контракта на продажу и не предполагается каких-либо иных способов коммерческого применения добытого газа.

Данные о добыче воды также могут отличаться некоторой степенью неопределенности, особенно это касается давно разрабатываемых месторождений. Не внушающие доверия данные следует тщательно проверять, основываясь на имеющихся отчетах об эксплуатации, из которых можно получить полезную информацию о возможном происхождении добытой воды.

материального баланса. Совокупный дебит всех флюидов также используется при моделировании продуктивного пласта с очень высокими уровнями добычи воды или газа.

С другой стороны, данные нагнетания воды и газа в большинстве случаев позволяют получить достаточно точные цифры.

Данные заканчивания являются еще одним типичным видом входных данных для имитационного моделирования. В модели необходимо отразить историю заканчивания каждой скважины для того, чтобы соотнести с каждой ячейкой сетки данные суммарного дебита по отдельным скважинам. Эта стадия очень важна для верного вычисления давления и насыщения в модели, поэтому необходимо внимательно проверять достоверность данной информации. Нередко случается так, что явно аномальное поведение модели обусловливается дефектами в информации о заканчивании скважин. Если имеются сомнения относительно достоверности имеющейся информации, во всех случаях, когда это возможно, рекомендуется проверять эти данные с опорой на исходную эксплуатационную документацию.

7.5.6. Инициализация модели

Для моделирования начальных условий (равновесия) давления и насыщения необходим еще один набор данных. В общем случае нефтяного коллектора с первичной газовой шапкой и подстилающим водоносным слоем требуются следующие параметры:

- Пластовое давление на данной базовой глубине.
- Глубина водонефтяного контакта (ВНК). Эта опорная глубина используется совместно с функцией капиллярного давления в системе вода–нефть при дренировании, а также с плотностью воды и нефти для вычисления начального давления и насыщения в центре каждой ячейки модели.
- Глубина газонефтяного контакта (ГНК). Так же как и в случае с водой, опорная глубина ГНК используется совместно с функцией капиллярного давления в системе газ–нефть при дренировании, а также с плотностью газа для вычисления начального давления газа и насыщения в каждой ячейке модели.

При наличии осложняющих условий, таких как наклонный контакт фаз или изменяющиеся свойства PVT, могут потребоваться специфические процедуры инициализации.

Этап инициализации дает возможность рассчитать при помощи модели начальные геологические запасы нефти, которые затем сравниваются с имеющимися результатами объемного метода оценки запасов.

Эти два типа расчетов никогда не дают одинаковых результатов. Различия могут варьировать от пренебрежимо малых долей до значительного процентного соотношения и обусловливаться различными факторами, такими как различные сетки моделей, применяемые функции капиллярного давления, описание нарушений и так далее. Одна из проблем, характерных для данной стадии, заключается в

сложности *априорного* определения, с каким именно параметром связано наблюдаемое различие. Даже когда общая оценка начальных геологических запасов нефти соответствует результатам, полученным при помощи объемного метода, нельзя быть уверенным в том, что оценки геометрических, петрофизических свойств и насыщения являются верными в равной степени. Явное сходство может возникнуть, например, вследствие недооценки общего объема продуктивного пласта и компенсирующей недооценки водонасыщенности.

Один из способов привести в соответствие оценки начальных геологических запасов нефти, полученные с применением объемного метода и в результате моделирования, состоит в том, чтобы провести инициализацию пошаговым способом. На практике это предполагает выполнение следующих операций:

- Ввести геометрические поверхности или сетки (кровли и толщины пласта), инициализировать модель и вычислить общий объем породы-коллектора. Сравнить полученный показатель с результатами геологической оценки и в случае необходимости применить соответствующие поправки.
- Ввести коэффициент песчанистости и вычислить эффективный объем пород. Сравнить полученные результаты с геологическими оценками и при необходимости скорректировать данные моделирования.
- Ввести пористости и рассчитать объем порового пространства. Сравнить с геологическими оценками и снова, если это необходимо, внести соответствующие поправки.
- Инициализировать модель с функциями капиллярного давления и рассчитать начальные геологические запасы нефти (в пластовых условиях). Сравнить с соответствующим геологическим показателем.

Преимущество этого метода состоит в том, что он точно показывает, к чему относятся наблюдаемые расхождения — к геометрическому или петрофизическому описанию продуктивного пласта. Кроме того, применение этого подхода гарантирует соответствие с геологической моделью пласта при имитационном моделировании на каждом этапе построения гидродинамической модели пласта-коллектора.

7.6. Адаптация модели

Адаптация модели является самым важным этапом процесса имитационного моделирования. По сути, адаптация представляет собой процедуру проверки достоверности модели, которая состоит в моделировании поведения продуктивного пласта в прошлом и сравнении полученных результатов с реальными историческими данными.

При выявлении различий в модель вносятся изменения, для того чтобы улучшить соответствие. Поэтому адаптация модели представляет собой повторяющийся итерационный процесс, конечная цель которого состоит в согласовании

всех имеющихся различных статических и динамических данных в последовательную структуру, в определенной мере воспроизводящую реальное поведение продуктивного пласта.

В более широком понимании адаптация модели является способом проверки ее чувствительности к изменению параметров модели и в конечном итоге позволяет оценить ее репрезентативность. С этой точки зрения процесс адаптации модели может считаться ценным методом, позволяющим увеличить общую достоверность имитационной модели, который при правильном применении дает возможность выявить дефекты и несоответствия в существующем описании продуктивного пласта. Естественно, что для этого следует применять только проверенные и оправданные поправки.

Адаптация модели является сложной процедурой, которая зависит от качества и количества имеющихся данных, особенностей изучаемого пласта, ресурсов, выделенных для реализации проекта, и, наконец, опыта и личного отношения инженеров, работающих с данной моделью. С этой точки зрения трудно дать точные указания относительно верного или лучшего способа осуществления адаптации, так как каждый продуктивный пласт (равно как и каждый инженер) отличается от других.

В задачу данного раздела не входит представление систематического подхода к адаптации модели, так как такой подход был успешно описан в первоисточниках [5]. Мы же постараемся сосредоточиться на некоторых из наиболее важных вопросов адаптации, которые всегда необходимо рассматривать при комплексном изучении коллекторских свойств пласта.

7.6.1. Важные аспекты процесса адаптации модели

Существует целый ряд особо важных моментов, которые необходимо учитывать на этапе адаптации имитационной модели.

Самым важным аспектом является неоднозначность результатов, то есть тот факт, что в равной мере удовлетворительные адаптации модели могут быть получены с применением различных описаний продуктивного пласта. О таком неоднозначном характере процесса адаптации модели упоминается с самого начала пластового моделирования [4], причем это является следствием того, что численный симулятор является очень неопределенной математической системой, в которой обычно присутствует всего несколько известных переменных (свойства флюида, данные добычи...) и несколько тысяч неизвестных переменных (например, показатели пористости и проницаемости для всех ячеек модели). С точки зрения математики это порождает бесконечное количество решений.

В недавно вышедшей публикации [24] представлен типичный пример проблемы неоднозначности. В данном случае модельное исследование, осуществленное на основании значительного количества геостатистических вариантов структурной карты продуктивного пласта, показало, что практически тождественные кривые добычи, все из которых соответствуют эксплуатационным показателям месторождения, могут быть получены с применением различных карт и различных геологических запасов нефти.

Проблема неоднозначности создает повод для беспокойства, так как получается, что адаптация модели является средством проверки достоверности модели, которое, однако, не позволяет утверждать, что имеющееся описание продуктивного пласта является *верным*. В лучшем случае мы можем сказать, что это описание является одним из целого ряда возможных реализаций, *не противоречащих* ограниченному количеству имеющихся входных данных. Кроме того, неоднозначность этапа адаптации предполагает еще более тревожную неоднозначность на этапе прогнозирования.

Когда мы рассматриваем проблему неоднозначности с точки зрения вероятностного моделирования, становится очевидным один интересный момент. В прошлом делалось много попыток разработать методологию, которая позволяла бы выбрать среди бесконечного числа возможных вариантов верную модель стохастического описания пласта. Некоторые из этих попыток были связаны с подтверждением правильности некоторой реализации с опорой на метод адаптации модели. Фактически следует признать, что аспект неоднозначности данного процесса делает невозможным его использование в качестве метода отбора тех или иных из имеющихся альтернативных геологических моделей (или реализаций стохастических процессов).

Еще одним важным аспектом адаптации модели является итеративная природа этого процесса. В типичной модели пласта существует несколько параметров, которые могут изменяться, причем некоторые из них принадлежат к так называемой статической группе (геологические и петрофизические данные), а некоторые — к динамической группе (свойства флюидов, данные добычи). Прежде чем изменять исходные конфигурации данных, необходимо обсудить предполагаемые изменения с другими специалистами, входящими в состав исследовательской группы, чтобы удостовериться, что это не приведет к несоответствиям[1]. Адаптацию модели не следует проводить посредством бесконтрольной регулировки, в противном случае результаты всей рабочей группы могут быть потеряны за считанные минуты.

7.6.2. Адаптируемые параметры

Цель адаптации модели состоит в том, чтобы как можно точнее воспроизвести историю эксплуатации месторождения в плане измеренных показателей дебита и давления. Проверка всегда должна проводиться с учетом как всего месторождения в целом, так и отдельных скважин.

На рис. 7.15 показан типичный пример успешной адаптации модели применительно к скважине с долгой историей добычи. В данном случае адаптируемыми параметрами являются статическое давление, объем воды, извлекаемой из скважины, и газовый фактор, тогда как вводимые в модель в качестве исходных данных показатели дебита по нефти воспроизводятся точно.

[1]Типичный пример связан с изменением значений проницаемости для выбранных ячеек сетки. В таком случае для обеспечения непротиворечивости также необходимо изменить связанные параметры (например, пористость).

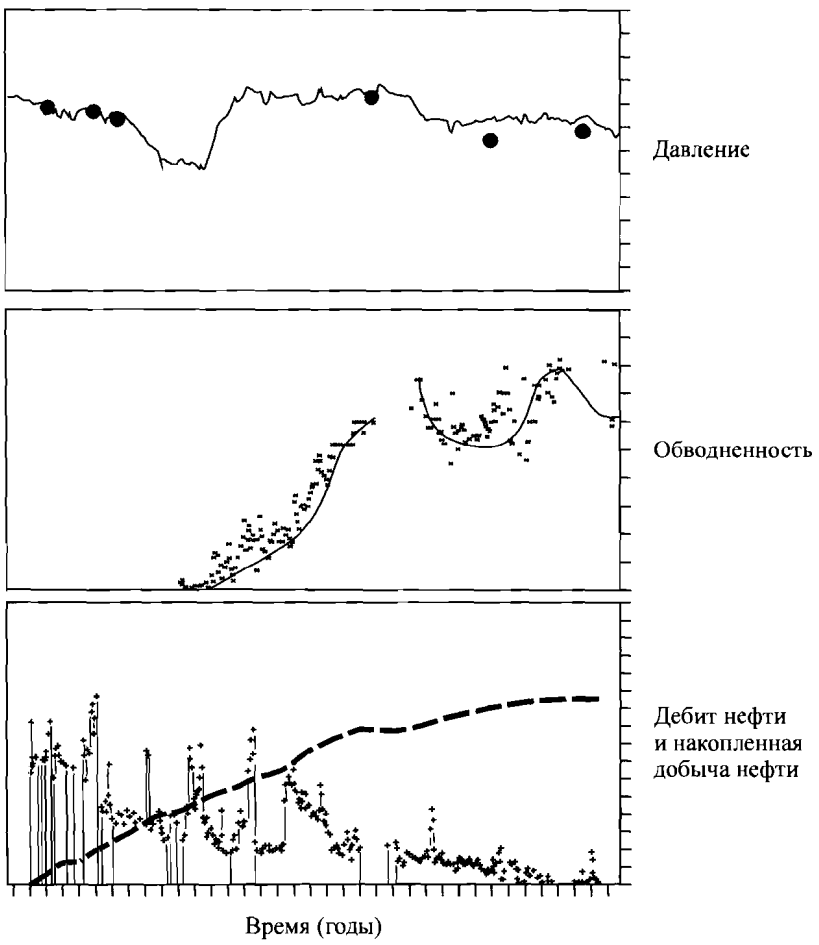


Рис. 7.15. Пример успешной адаптации скважины при численном моделировании

В следующих пунктах будут кратко рассмотрены основные параметры, которые нуждаются в адаптации в процессе численного моделирования.

7.6.2.1. Давление

Показатели статического давления на забое, SBHP (Static Bottom Pressure values), практически всегда бывают доступными для любого продуктивного пласта. Эти показатели можно сравнить с результатами моделирования, помня о том, что измеренные значения давления не будут прямо соответствовать вычисленным значениям, так как эти два типа данных в принципе относятся к различным объемам пласта (радиус дренирования скважины и объем ячейки сетки модели соответственно). Большинство программ-симуляторов позволяет вносить некоторые поправки при вычислении показателей давления, чтобы приблизить полученные данные к результатам реальных измерений.

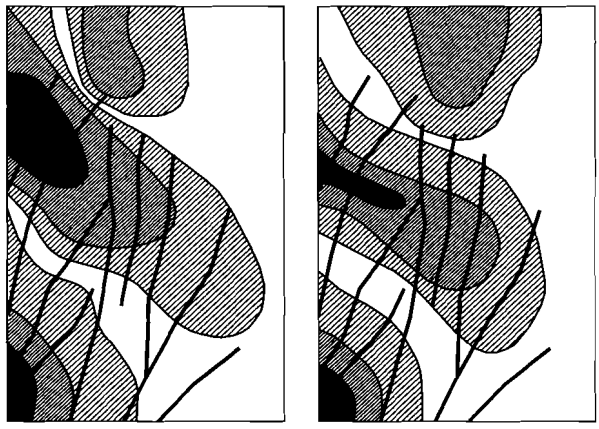


Рис. 7.16. Сравнение карты изобар (слева) и карты давления, полученной с применением численного моделирования (справа)

Во всех случаях, когда это возможно, также полезно проверять общее поведение давления в масштабе всего месторождения посредством создания карт давления на опорной глубине для последующего сравнения с изобарическими картами, создаваемыми на основании данных статического давления в отдельных скважинах (см. пункт 6.4.3). Это сравнение позволяет получить общую картину распределения давления в пределах месторождения, а также выявить наличие латеральных градиентов, которые не всегда легко определить при анализе от скважины к скважине. На рис. 7.16 приводится пример такого сравнения.

В дополнение к статическому давлению на забое для проверки функционирования модели также иногда могут использоваться другие типы давления, такие как статическое давление на устье или давление на устье фонтанирующей скважины [STHP и FTHP (static and flowing tubing head pressures)]. Эти замеры выгодны тем, что они всегда имеются в большом количестве, однако их сложнее обрабатывать, потому что они требуют знания градиентов гидростатического и гидродинамического давления по стволу скважины.

7.6.2.2. Добыча воды

Моделируемые показатели добычи воды должны воспроизводить наблюдаемые промысловые значения, такие как время прорыва и изменение обводненности продукции. Проверка должна осуществляться на всех скважинах, при этом всегда следует составлять карты водонасыщенности и сравнивать их с любыми имеющимися картами продвижения фронта воды (пункт 6.5.2). Это сравнение позволяет получить более полное представление об общем процессе вытеснения, а также помогает выявить критически важные скважины, в которых адаптацию необходимо осуществлять особо тщательно (чаще всего это те скважины, которые расположены вблизи от фронта воды). Общую обводненность месторождения также необходимо проверять и корректировать, чтобы получить верное соотношение добытых и закачанных в пласт флюидов.

На рис. 7.17 показан пример месторождения, где предварительный мониторинг позволил определить текущее расположение фронта воды. На том же самом рисунке приводятся результаты имитационного моделирования водонасыщенности.

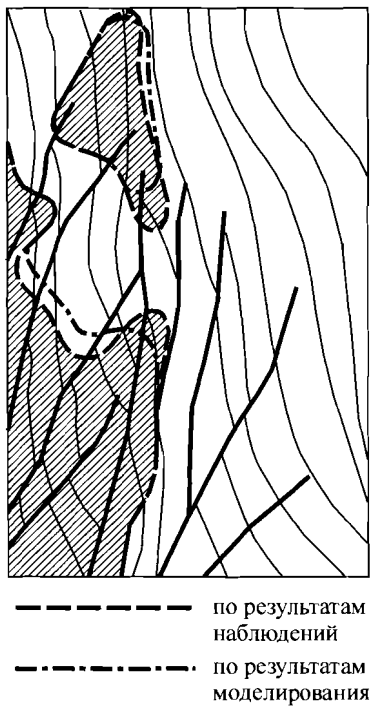


Рис. 7.17. Сравнение фактического продвижения фронта воды и карт водонасыщенности по результатам имитационного моделирования

7.6.2.3. Добыча газа

Верное воспроизведение профиля добычи газа при падении давления ниже точки давления насыщения имеет огромное значение для функционирования любой модели продуктивного пласта. Вследствие высокой сжимаемости газа количество образующегося газа будет в значительной мере определять энергетический потенциал большинства пластов-коллекторов.

Отклонение от наблюдаемых значений может свидетельствовать о проблемах при определении характеристик PVT-свойств или о проблемах, связанных с кривыми относительной фазовой проницаемости. В этом случае также необходимо производить проверку по всем скважинам и также сверять данные совокупной добычи.

При наличии в пласте первичной или вторичной газовой шапки, если ее расположение было определено на одном из предшествующих этапов исследования (пункт 6.5.3), эти данные следует сопоставить с картой газонасыщенности.

Совпадение этих карт может служить гарантией того, что модель правильно воспроизводит процесс разделения фаз.

На рис. 7.18 показан пример того, когда фактическое расположение вторичной газовой шапки было верно воспроизведено при моделировании.

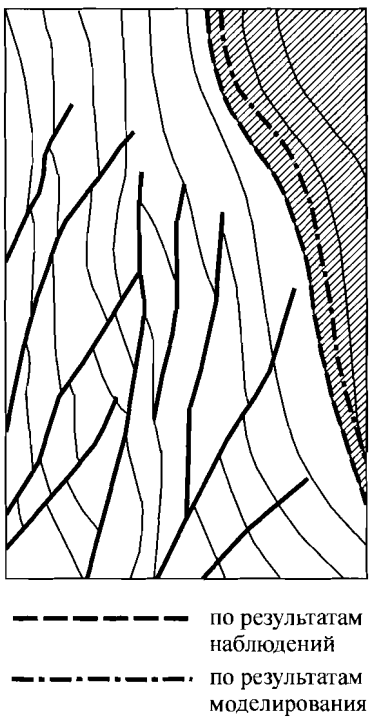


Рис. 7.18. Сравнение фактического распределения газа и смоделированных карт газонасыщенности

7.6.3. Процедура адаптации

Стандартной процедуры адаптации модели не существует. Каждое месторождение отличается от любого другого по своей геологической структуре, механизмам вытеснения, количеству скважин, истории добычи, стратегии эксплуатации и так далее.

Поэтому для каждого моделирования характерны свои специфические проблемы, которые обычно решаются с применением уникальных методов.

Тем не менее, можно обозначить несколько общих этапов, в большей или меньшей степени применимых в большинстве случаев имитационного моделирования.

Первый этап любого численного моделирования состоит в определении критических параметров, которые необходимо скорректировать, и выявлении опорных скважин.

Критическими считаются те параметры, которые связаны с высокой степенью неопределенности (что оправдывает некоторые изменения) и которые оказывают значительное влияние на конечные результаты. Определение критических параметров обычно связано с преобладающим в данном продуктивном пласте механизмом вытеснения.

Так, например, в пластах с водонапорным режимом критическими параметрами являются проводимость и объем аквифера (водоносного горизонта), тогда как в случае продуктивных пластов с режимом растворенного газа характерным критическим параметром является относительная проницаемость для системы газ–нефть.

Другим критическим параметром, конечно же, является абсолютная проницаемость, которая играет важную роль практически во всех типах пластов-коллекторов.

С другой стороны, опорными считаются те скважины, динамика добычи в которых является типичной для данного месторождения и может быть точно воспроизведена при помощи модели. В моделях, охватывающих ограниченное количество скважин (возможно, менее 20), практически все скважины могут считаться опорными, поэтому адаптация модели должна быть нацелена на верное воспроизведение поведения всех этих скважин.

Однако в тех случаях, когда число скважин является значительным, как это часто бывает на давно разрабатываемых месторождениях, согласование наблюдаемого поведения во всей совокупности скважин теряет практический смысл, тем более что усилия такого рода не обязательно позволят получить более точные результаты.

Определение опорных скважин опирается на целый ряд факторов. Для них обычно характерна длительная история добычи и типичные тенденции изменения обводненности и газового фактора, для них должны существовать достаточно полные наборы каротажных диаграмм, данных кернового анализа и давления, а также они должны располагаться в репрезентативных областях месторождения. Кроме того, опорными следует считать скважины, находящиеся в эксплуатации, когда это имеет практический смысл.

Выявление критических параметров продуктивного пласта и определение опорных скважин дают инженеру-разработчику некоторую систему базовых данных для начала стадии адаптации модели. Следующие стадии предполагают согласование динамики изменения давления с последующим согласованием данных насыщения.

- **Адаптация данных давления**. Эта стадия предполагает корректировку глобального энергетического баланса в продуктивном пласте. Упрощенная схема согласования давления показана на рис. 7.19 (из [15]). Следует заметить, что в первую очередь этот процесс ориентирован на определение общего уровня давления и основных градиентов, существующих в пласте, и лишь затем в центр внимания попадает согласование поведения отдельных скважин. В принципе проницаемость является главной переменной при описании

продуктивного пласта, изменение которой позволяет улучшить адаптацию данных давления.



Рис. 7.19. Упрощенная схема адаптации динамики изменения давления (из [25])

- **Адаптация данных насыщенности**. На этой стадии производится согласование распределения пластовых флюидов, причем это касается как времени поступления воды и/или газа, так и изменение соответствующих профилей динамики добычи после прорыва.

  Принципиальная схема показана на рис. 7.20 (из [25]).

  В этом случае процесс также должен начинаться с корректировки общих эксплуатационных показателей месторождения, а затем сосредотачиваться на поведении опорных скважин. И здесь снова проницаемость является основным определяющим фактором, что касается времени прорыва, тогда как изменение профилей обводненности и газового фактора главным образом зависит от кривых относительной проницаемости. В ходе этой стадии необходимо следить за возможными изменениями показателей вследствие адаптации данных давления.

Адаптация истории эксплуатации продуктивного пласта зачастую является наиболее затратной по времени частью моделирования пласта-коллектора и в некоторых случаях не приносит желаемых результатов. В действительно-

сти совершенной адаптации не существует, поэтому каждому инженеру-разработчику приходится решать, можно ли считать проведенную адаптацию модели пласта удовлетворительной и, соответственно, когда этот процесс можно считать завершенным. В следующем разделе мы попытаемся раскрыть эти моменты.



Рис. 7.20. Упрощенная схема адаптации данных насыщения (из [25])

7.6.4. Качество адаптации

Многие инженеры-разработчики склонны рассматривать адаптацию численной модели как некоторую автономную стадию моделирования, результаты которой *по своей сути* должны быть хорошими. Другими словами, слишком часто модель изменяется исключительно ради адаптации.

Эта проблема хорошо известна. Практически всегда можно осуществить убедительную адаптацию модели, которую можно представить руководству, од-

нако такие результаты нередко получаются в ущерб целостности геологического описания пласта-коллектора или физике процесса добычи.

Современные программы для численного моделирования являются гибкими инструментами, дающими пользователю возможность изменять большое количество параметров, однако внесение корректных изменений входит в обязанности именно инженера-разработчика. На стадии прогнозирования локальные изменения, сделанные для улучшения адаптации данных по некоторым скважинам, уже недействительны, поэтому их внесение в модель не имеет никакого смысла.

Фактически имитационная модель должна воспроизводить главные механизмы, от которых зависит добыча; тем не менее, она в принципе не способна предвосхитить все возможные отклонения от общих механизмов истощения и вытеснения. С этой точки зрения, как подчеркивается в замечательной публикации по вопросам пластового моделирования [26], численную модель следует рассматривать скорее как вероятностную оценку.

Когда адаптация модели рассматривается как предварительный этап по отношению к фактической задаче моделирования, которая реализуется на этапе прогнозирования, определение качества адаптации является простым: модель вполне может считаться адаптированной в том случае, когда были верно смоделированы главные механизмы, обусловливающие динамическое поведение пласта, даже если данные по некоторым скважинам остались несогласованными (и, возможно, останутся таковыми и далее[1]). При таких условиях, с вероятностной точки зрения, данная модель позволяет получить достоверную оценку поведения месторождения в будущем.

7.7. Прогнозирование добычи

Прогнозирование добычи обычно является заключительным этапом комплексного изучения пласта. По сути, целью данного этапа является визуальное представление будущего поведения месторождения при различных стратегиях эксплуатации и создание профилей динамики добычи, необходимых для экономического обоснования проекта.

Все усилия многодисциплинарной группы специалистов в плане описания характеристик продуктивного пласта и моделирования его поведения сходятся на этом этапе моделирования, когда необходимо проанализировать и представить руководству показатели наиболее многообещающих стратегий эксплуатации месторождения в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе.

Что касается имманентной технической сложности, стадия прогнозирования объемов добычи в рамках динамического моделирования может значительно отличаться в различных случаях. В простых исследованиях прогнозирование добычи может осуществляться за несколько дней, а в более сложных случаях эта стадия может продолжаться несколько месяцев, в зависимости от размера и

[1] Поведение отдельных скважин часто зависит от находящихся вблизи ствола скважины неоднородностей, которые не могут быть учтены на сетке имитационной модели.

сложности модели, применяемых процедур управления скважинами и требуемого количества прогнозов.

В русле общего подхода, принятого в данной работе, здесь не будут подробно обсуждаться возможные процедуры. Мы ограничимся рекомендациями общего порядка применительно к данному этапу и теми аспектами интеграции, которые необходимо принять во внимание. Превосходное обсуждение вопросов, связанных с осуществлением процесса прогнозирования объемов добычи, можно найти в специальной литературе [5].

7.7.1. Входные данные для прогнозирования

В этом разделе обсуждаются обычные входные параметры, которые должны определяться в имитационной модели, перед тем как прогнозировать объемы добычи.

Первым шагом всегда является определение сценарных условий прогнозирования. Сценарные условия прогнозирования обычно формируются в начале работы, однако также следует заметить, что по мере продолжения исследования могут быть определены новые сценарии на основании полученных ранее результатов.

Число и тип сценариев разработки явно зависит от особенностей конкретного исследования и имеющегося времени, однако обычной практикой является определение **базового сценария**, который соответствует продолжению разработки месторождения при существующих условиях эксплуатации. Результаты всех последующих прогнозов сравниваются с этим базовым сценарием, который таким образом может считаться точкой отсчета при оценке альтернативных вариантов развития.

Определение последующих сценариев разработки должно проводиться для того, чтобы получить улучшенные профили добычи и закачки в плане более высокой нефтеотдачи и/или ускоренной добычи имеющихся запасов. Для этого необходимо протестировать некоторое количество возможных альтернативных сценариев разработки (уплотняющее бурение, реализация проектов добычи нефти вторичными методами...), которые в свою очередь должны учитывать имеющиеся (или планируемые) особенности добывающей инфраструктуры, доступность тех или иных жидкостей для закачки в пласт (вода, газ, углекислота...), различные финансовые ограничения и так далее. Знания о продуктивном пласте, полученные на предыдущих этапах исследования, должны сформировать прочную основу для предварительного отбора возможных предложений.

Во всех случаях определение сценариев разработки для прогнозирования должно осуществляться в тесном взаимодействии с руководством, экономистами, а также производственным и техническим отделами. Это позволит предотвратить напрасную трату ресурсов на моделирование нереалистичных сценариев добычи.

7.7.2. Определение руководящих принципов и ограничений

Для того чтобы смоделировать динамику добычи на месторождении в будущем, необходимо определить набор рабочих правил при моделировании, которые

распространялись бы как на наземное оборудование, так и на отдельные скважины. Эти правила называются руководящими принципами или ограничениями и отражают ожидаемые условия эксплуатации для изучаемого месторождения. К типичным ограничениям, относящимся к наземной инфраструктуре, относятся максимальные дебиты по нефти, газу и воде, максимальный расход воды при закачке и/или интенсивность нагнетания и давление, минимальное давление на устье и максимальный газовый фактор. На уровне скважины типичными ограничениями являются максимальная обводненность, газовый фактор или общий дебит жидкости и минимальный дебит по нефти.

Современные симуляторы позволяют инженеру-разработчику очень гибко определять условия эксплуатации продуктивного пласта. В таблице 7.2 приводится список наиболее типичных ограничений, которые могут применяться при моделировании в масштабе месторождения или группы скважин, а также на уровне отдельных скважин. В дополнение к этим простым ограничениям также могут определяться сложные схемы управления скважинами, которые позволяют моделировать сложные промысловые работы за счет автоматического применения логичной последовательности ремонтных работ, переоборудования скважин или бурения новых скважин и начала механизированной эксплуатации в соответствии с некоторыми заданными критериями.

Таблица 7.2. Типичные ограничения при прогнозировании поведения продуктивного пласта

Ограничения по добыче и закачке для месторождения/группы скважин
Максимальная добыча нефти
Максимальная добыча воды
Максимальный газовый фактор
Максимальный расход воды при нагнетании
Максимальное давление при закачке воды
Минимальное среднее давление в пласте
Давление в сепараторе
Ограничения по добыче и закачке для отдельных скважин
Максимальный газовый фактор
Максимальный водонефтяной фактор
Максимальный общий дебит жидкости
Минимальный и максимальный дебит нефти
Минимальный и максимальный расходы воды при нагнетании
Минимальное забойное давление
Максимальное давление при нагнетании воды в пласт
Давление на устье фонтанирующей скважины

И снова следует подчеркнуть, что сначала эти ограничения необходимо обсудить с промысловыми инженерами, чтобы удостовериться в реалистичности разрабатываемой стратегии эксплуатации.

Еще один важный момент заключается в том, что все эти ограничения оказывают заметное влияние на результирующие профили динамики добычи, поэтому, стремясь получить сопоставимые результаты, применять один и тот же набор правил ко всей совокупности прогнозируемых случаев следует с осторожностью.

7.7.3. Модель скважины

Самый простой способ получить прогнозы добычи заключается в применении постоянного показателя общего дебита жидкости (нефть + вода) ко всем скважинам. Этот общий показатель дебита обычно устанавливается равным среднему дебиту за последние годы.

Хотя этот подход и дает некоторые преимущества применительно к определенным продуктивным пластам (например, месторождение с закачкой воды в пласт и поддержанием пластового давления), более типичный подход к прогнозированию поведения пласта предполагает определение некоторых ограничений, связанных с поверхностной инфраструктурой.

В таком случае работа программы-симулятора на стадиях адаптации модели и прогнозирования принципиально различается. При осуществлении адаптации модели эксплуатационные характеристики месторождения известны, так что симулятор переводит заданные значения дебита нефти в давления в ячейках сетки при помощи обычной процедуры.

На стадии прогнозирования, наоборот, показатели дебита неизвестны и должны рассчитываться путем введения в модель некоторого набора контролирующих параметров, которые с практической точки зрения часто бывают представлены параметрами динамического устьевого давления. Это давление зависит от особенностей поверхностной инфраструктуры, условий эксплуатации скважины (фонтанирование, газлифт), применяемого типа заканчивания, вида потока (однофазный или многофазный) и давления в пласте. Поэтому, чтобы надлежащим образом воспроизвести эти условия, необходима гидравлическая модель работы скважины.

Эта модель нацелена на получение так называемых кривых лифта, VFP (Vertical Flow Performance), описывающих условия оттока флюидов из скважин. Большая часть программ-симуляторов позволяет рассчитывать кривые лифта посредством эмпирических корреляций и использовать их в дальнейших расчетах. Эти кривые также можно получить с применением соответствующего программного обеспечения для расчета потерь давления на трение, а затем ввести эти данные в программу-симулятор.

Характеристики кривой оттока оказывают значительное влияние на ее продуктивность. Поэтому для того, чтобы получить реалистичные результаты, важно тщательно определить входные параметры в тесном взаимодействии с инженерами-технологами и проверить результаты вычислений производительности лифта на основании данных добычи. Так, например, таблицы VFP обычно проверяются

по результатам, полученным в тех скважинах, для которых имеются замеры и забойного давления, и динамического устьевого давления.

Не менее значимыми являются характеристики притока в скважину. Имеющиеся данные проведенных эксплуатационных испытаний часто являются ценным источником информации о продуктивности, а также позволяют определить коэффициент продуктивности (PI) данных скважин и коэффициент повреждения призабойной зоны пласта (скин-эффект). Эти показатели могут использоваться для уточнения значений коэффициента продуктивности, полученных в результате численного моделирования, которые в большинстве случаев различаются, так как давление в ячейке не совпадает с давлением на контуре питания скважины.

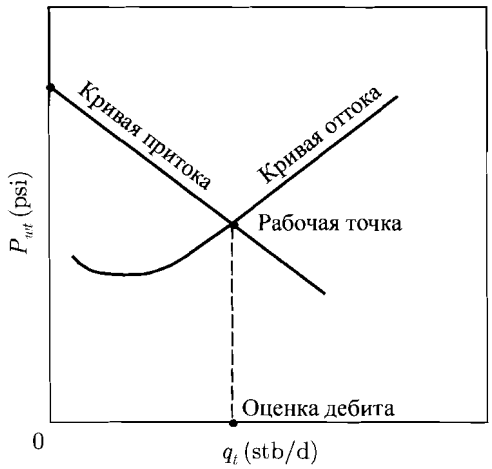


Рис. 7.21. Характеристики притока-оттока скважины

Важность определения характеристик притока-оттока скважины в модели обусловливается тем фактом, что расчет данных производительности скважин на этапе прогнозирования осуществляется на основании этих отношений. На рис. 7.21 показан пример графика соотношения притока-оттока, на котором текущий дебит скважины определяется в точке пересечения кривых притока и оттока (рабочей точке).

Для того чтобы как можно точнее определить характеристики притока и оттока скважин, необходимо использовать все данные добычи, которые имеются в распоряжении [27]. Если этого достичь не удастся, полученные прогнозы поведения скважин могут оказаться недостоверными.

7.7.4. Прогнозирование

Прогнозирование объемов добычи в принципе является более простым процессом, чем адаптация модели. Тем не менее, при первых попытках всегда возникают проблемы, при работе с таблицами работы подъемника. Поэтому первым

шагом в процедуре корректировки прогнозных данных является проверка коэффициента продуктивности (PI) отдельных скважин.

На самом деле при переходе от адаптации модели к прогнозированию часто возникают несоответствия в показателях дебита, давления и поведения отдельных скважин (рис. 7.22). Как уже упоминалось в предыдущем разделе, это обусловливается тем фактом, что коэффициенты продуктивности, рассчитанные при помощи модели, обычно не сопоставляются с реальными коэффициентами продуктивности для данного месторождения. Эти различия проявляются на этапе адаптации модели, когда скважины работают при заданных показателях дебита и становятся очевидными на стадии прогнозирования, когда вычисленные коэффициенты продуктивности фактически определяют производительность скважин.

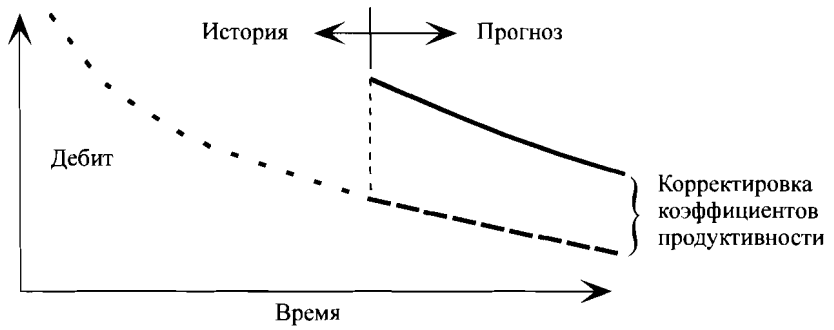


Рис. 7.22. Проверка коэффициентов продуктивности для отдельных скважин

Помимо радиуса зоны дренирования, различия коэффициентов продуктивности по результатам моделирования и по данным добычи также связаны с коэффициентами нарушения свойств призабойной зоны пласта в отдельных скважинах, которые в начале работы модели обычно принимаются равными нулю. Поэтому скин-эффект обычно является самым первым параметром, корректировка которого позволяет согласовать данные продуктивности отдельных скважин и обеспечить плавный переход от стадии адаптации модели к стадии прогнозирования. Когда этого недостаточно, может потребоваться более основательная корректировка коэффициентов продуктивности по результатам моделирования.

Достоверность прогнозирования и оценка результатов

Как только результаты базового варианта прогнозирования были скорректированы с учетом наблюдаемых условий эксплуатации, обычно можно моделировать прогноз поведения месторождения. Результаты, полученные на данном этапе, следует тщательно проверить на наличие ошибок, упущений и неустойчивости численных решений. Кроме того, необходимо удостовериться, что схема управления скважинами была реализована надлежащим образом и что на полученных графиках не наблюдается значительных отклонений.

Устранение ошибок и подтверждение правильности базового варианта является важнейшим этапом данного процесса. Когда это сделано, моделирование всех последующих вариантов обычно не представляет сложности.

Что касается результатов, анализ прогнозов добычи может осуществляться по-разному, чаще всего при помощи таблиц и графиков дебита, а также зависимости суммарной добычи нефти от времени. Сопоставление результатов различных вариантов позволяет с одного взгляда определить самые интересные (в техническом отношении) варианты эксплуатации.

В этом плане важным фактором, который обязательно следует учитывать, является точность ожидаемых результатов. Сравнивая результаты прогнозов добычи, осуществленных в восьмидесятые годы, с реальными объемами добычи, Салери [28] сообщает о достаточной точности общих профилей добычи для месторождения в целом и, наоборот, о недостаточной согласованности данных добычи по отдельным скважинам.

Такое поведение не является неожиданным, поскольку поведение отдельных скважин в значительной мере определяется потенциалом пласта в призабойной зоне скважины, предсказать который достаточно сложно. Кроме того, также невозможно предвидеть и учесть в модели такие искусственные факторы, как проблемы цементажа и заканчивания, интенсификация притока и так далее. С другой стороны, в масштабе всего месторождения большая часть этих факторов компенсируется, и начинают преобладать механизмы пласта.

И снова следует подчеркнуть, что результаты динамического моделирования следует воспринимать скорее как относительные, а не абсолютные вследствие значительной неопределенности, характерной для этапов определения характеристик продуктивного пласта и имитационного моделирования его поведения.

Аналогично, критерием качества должны быть не (или не только) различия между ожидаемыми и наблюдаемыми профилями динамики добычи. Точные модели могут давать прогнозы достаточно низкого качества в те случаях, когда реально применяемые стратегии управления месторождением отличаются от тех, которые предполагались на стадии моделирования[1].

7.8. Оценка неопределенности

Во многих моделях требуется оценка общей неопределенности, имеющей отношение к определению запасов и соответственно к профилям динамики добычи нефти. С чисто технической точки зрения это сводится к созданию некоторого количества численных моделей посредством изменения ряда входных параметров, рассматривая для каждого из них, например, эталонные, оптимистические и пессимистические оценки. Результатом применения данного метода является набор профилей динамики добычи (таких, как показано на рис. 7.23), на основании чего, в свою очередь, можно оценить общую неопределенность.

[1] Даже в таких случаях часто сохраняется ранжирование различных сценариев разработки, что обеспечивает практическую применимость результатов имитационного моделирования.

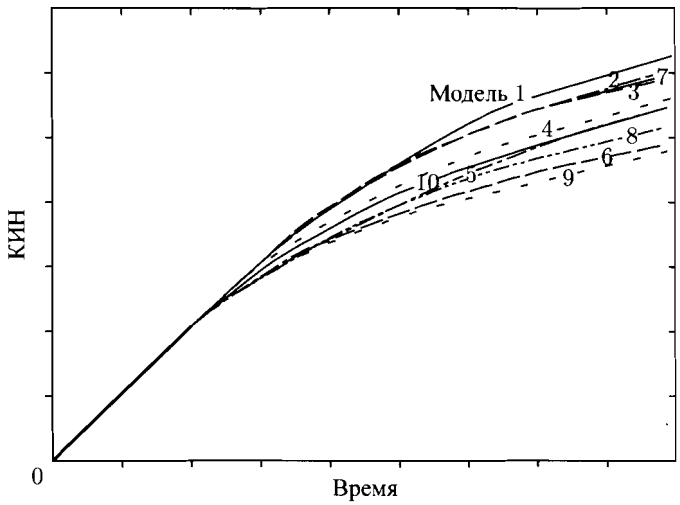


Рис. 7.23. Набор профилей добычи нефти для оценки неопределенности

Тем не менее, создание статистически значимого набора прогнозов не является простой задачей и во всех случаях зависит от этапа эксплуатации месторождения:

- **Новые месторождения**. В случае новых месторождений, для которых еще не существует истории добычи, проблема связана с чрезмерно большим количеством наборов данных, которые необходимо обработать, чтобы получить значимый набор прогностических кривых. С теоретической точки зрения необходимо оценивать неопределенность, заложенную в большинстве вовлеченных в данный процесс параметров, это касается как промысловых параметров, так и ограничений, связанных с процессом добычи и инфраструктурой. Кроме того, анализ не должен основываться на простом подходе, суть которого сводится к изменению одного параметра за один раз, потому что между этими параметрами всегда существует некоторая зависимость [29]. В принципе такие исследования чувствительности требуют очень большого и зачастую нецелесообразного количества прогонов моделирующей программы. Некоторого упрощения можно добиться за счет сосредоточения на тех параметрах, которые, как считается, оказывают значительное влияние на поведение продуктивного пласта. Дальнейшее сокращение общего количества имитационных прогонов становится возможным благодаря применению методов, основанных на экспериментальном проектировании [30].

- **Освоенные месторождения**. Оценка неопределенности, связанной с будущим эксплуатационным поведением месторождений с историей добычи, представляет собой еще более значительную проблему. Так как на этапе адаптации модели тем или иным образом была определена большая часть статических и динамических параметров, оценка чувствительности может

быть проведена только в отношении динамики процессов в стволе скважины и ограничений, связанных с поверхностной инфраструктурой. Хотя это можно рассматривать как упрощение данной проблемы, аспект неоднозначности этапа адаптации модели (пункт 7.6.1) бросает тень на фактическую репрезентативность оценки неопределенности, выполненной на этапе прогнозирования.

Еще один важный момент состоит в том, что описанная выше общая процедура оценки неопределенности основывается на предположении о неискаженной оценке параметров, то есть свободной от систематических ошибок. К сожалению, специальная литература свидетельствует о том, что для инженерных расчетов всегда характерна некоторая доля систематических ошибок [31]. Интересно заметить, что в большинстве случаев такие ошибки делают прогнозы оптимистическими.

Поэтому, идет ли речь о неразработанных или об освоенных месторождениях, в обоих случаях надлежащая оценка неопределенности является очень сложной, а иногда и невозможной задачей. В лучшем случае речь может идти лишь о частичной реалистичной оценке с учетом практических ограничений динамического моделирования.

Говоря о неопределенности в имеющихся геологических и динамических данных в своей работе, которую можно считать библией проектирования разработки месторождений, Мускат заявил, что *уникальность таких данных и их применимость к фактическим продуктивным интервалам являются предположениями, которые в лучшем случае можно оценить как неизбежное зло* [32]. Прошло пятьдесят лет, но нам приходится сталкиваться с тем же самым неизбежным злом, и вместе с тем оценка неопределенности до сих пор остается неопределенным моментом.

Литература

[1] Dogru A. H. (2000). Megacell reservoir simulation. JPT, May.

[2] Coats K.H. Use and misuse of reservoir simulation. SPE Reprint Series 11.

[3] Arfonovsky J. S., Cull G. W. L., Cox T. F., Gaffney P. D. (1984). Use and abuse of reservoir simulation (3 parts). Oil and Gas Journal, Nov. 5 and 19, Dec. 3.

[4] Odeh A. S. (1969). Reservoir simulation ... What is it? JPT, Nov.

[5] Mattax C. C., Dalton R. L. (1990). Reservoir simulation. SPE Monograph Series.

[6] Pelgrain de Lestang A., Cosentino L., Lopez D., Gonzalez J. E. A large scale geostatistical study: The Bachaquero 2 field. SPE paper 56657.

[7] Brinkman F. P., Kane T. V., McCullogh R. R., Miertschin J. W. (1999). Use of full field simulation to design a miscible CO2 flood. SPE-REE, June.

[8] Crichlow H. B. (1977). Modern Reservoir Engineering: A Simulation Approach. Prentice-Hall Inc.

[9] Aziz K., Settari A. (1979). Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers Ltd, London.

[10] Hagedorn K. D., Coleman D. R., Frank K. J., Janes R. W., Pospisil G. Integrated reservoir management via full field modelling, Pt. McIntyre Field, Alaska. SPE paper 38851.

[11] Kocberber S. An automatic, unstructured control volume generation system for geologically complex reservoirs. SPE paper 38001.

[12] Gunasekera D., Cox J., Lindsay P. The generation and application of K-orthogonal grid systems. SPE paper 37998.

[13] Aziz K. (1993). Reservoir simulation grids: Opportunities and problems. JPT, July.

[14] Tchelepi H. A., Durlofsky L. J., Chen W. H., Bernath A., Chien M. C. H. (1999). Practical use of scale up and parallel simulation technologies in field studies. SPE-REE, August.

[15] Christie M. A. (1996). Upscaling for reservoir simulation. JPT, Nov.

[16] Cardwell W. T., Parsons R. L. (1945). Average permeability of heterogeneous oil sands. Trans. AIME.

[17] Deutsch C. V. (1989). Calculating effective absolute permeability in sandstones-shale sequences. SPE-FE, Sept.

[18] Noetinger B., Haas A. Reservoir Helios Group. Permeability averaging for well tests in 3D stochastic reservoir models. SPE paper 36653.

[19] Begg S. H., Carter R. R., Dranfield P. (1989). Assigning effective values to simulator gridblocks parameters for heterogeneous reservoirs. SPE-RE, Nov.

[20] King P. R. (1989). The use of renormalisation for calculating effective permeability. Transport in Porous Media 4, 37.

[21] Killough J. E. (1976). Reservoir simulation with history dependent saturation functions. SPE Journal, Febr.

[22] Leverett M. C. (1941). Capillary behaviour in porous solids. Trans. AIME.

[23] Pederson J. M., Moon M. S., Al-Ajeel H. Y. (1998). Data validation: Key to development of an integrated reservoir model for the Wara Formation, Greater Burgan Field. SPE-REE, August.

[24] Vincent G., Corre B., Thore P. (1999). Managing structural uncertainty in a mature field for optimal well placement. SPE-REE, August.

[25] Toronyi R. M., Saleri N. G. Engineering control on reservoir simulation, Part 2. SPE paper 17937.

[26] Saleri N. G., Toronyi R. M. Engineering control on reservoir simulation, Part 1. SPE paper 18305.

[27] Nind T. E. W. (1981). Principles of Oil Well Production. McGraw-Hill Books Co., New York City.

[28] Saleri N. G. (1993). Reservoir performance forecasting: Acceleration by parallel planning. JPT, July.

[29] Ovreberg O., Damsleth E., Haldorsen H. H. (1992). Putting error bars on reservoir engineering forecasts. JPT, June.

[30] Damsleth E., Hage A., Volden R. (1992). Maximum information at minimum cost: A North Sea development study with experimental design. JPT, Dec.

[31] Brush R. M., Marsden S. S. Bias in engineering estimation: A case study. SPE paper 9569.

[32] Muskat M. (1949). Physical Principles Of Oil Production. McGraw-Hill Books Co., New York.

Глава 8

Планирование исследования

Для каждого проекта нужен план, в том числе и для комплексных пластовых исследований. Планирование исследования предполагает поиск ресурсов, необходимых для осуществления тех или иных задач, с учетом имеющихся технологических, экономических и программных ограничений, а также распределение их по времени и подчинено общей цели, которая состоит в оптимизации взаимодействия на различных этапах реализации проекта и минимизации предполагаемых затрат.

В принципе планирование последовательности действий может быть сравнительно простой задачей. Так, например, когда необходимо построить лифт, достаточно быстрой оценки условий на стройплощадке и некоторого опыта, чтобы составить реалистичный план реализации этого проекта. Даже в более сложной сфере нефтедобычи большинство проектов, связанных с постройкой или обновлением наземных промысловых объектов или элементов инфраструктуры, могут быть спланированы с относительно незначительным пределом погрешности. Всегда возможны некоторые отклонения, и тем не менее можно предусмотреть определенные резервы для покрытия предполагаемых рисков в плане задержек и дополнительных расходов. Приобретенный ранее опыт послужит прочным основанием для количественной оценки этих резервов.

К сожалению, когда заходит речь об изучении коллекторских свойств пластов, реалистичное планирование технологического процесса исследования и верная оценка требуемых ресурсов может оказаться достаточно сложным делом. Руководители проектов прекрасно знают ситуации, когда бывает нужно отчитываться перед руководством за непредвиденные задержки или когда приходится просить о выделении большего количества времени или денег для завершения продолжающегося исследования.

Понятно, что руководители пластовых исследований ничем не хуже других менеджеров. Просто их задача планирования отличается большей сложностью из-за ряда характерных особенностей, которые отличают данный вид работы от других проектов. В частности, следует упомянуть два аспекта:

- **Каждое исследование отличается от других**. С точки зрения руководства проектом это означает, что каждое пластовое исследование предполагает различный спектр работ, в зависимости от количества внутренних (технических) и внешних (время и затраты) ограничений. Опыт, конечно же, полезен,

однако количество переменных слишком велико, и поэтому диапазон возможных непредвиденных ситуаций слишком широк, чтобы предусмотреть их все.

- **Для большей части этапов исследования характерна имманентная техническая неопределенность**. Влияние этой неопределенности на этапе руководства проектом можно оценить с учетом того, что никогда нельзя сказать заранее, будут ли выделенные на том или ином этапе ресурсы достаточными для получения в должной мере точных результатов.

Несмотря на все эти проблемы, руководитель проекта по изучению коллекторских свойств пласта обычно сталкивается с задачей, которая в принципе не отличается от управления компанией, занимающейся монтажом лифтов, или отделом капитального строительства промысловых объектов. Другими словами, ему необходимо составить план исследования и придерживаться определенных сроков, поскольку в большинстве случаев производственная деятельность связана с результатами исследования и принятием важных решений (так, например, строительство комплекса для нагнетания воды в пласт должно осуществляться в установленный срок). Фактически деятельность, связанная с изучением коллекторских свойств пласта, часто является одним из компонентов плана руководства более высокого звена, так что любая задержка в проведении исследования повлечет за собой приостановку всего проекта.

Будучи ограниченным такими внешними условиями, руководитель проекта по проектированию разработки должен уметь сформировать гибкий рабочий график с учетом как ожидаемых, так и неожиданных факторов, которые могут повлиять на запланированный технологический процесс.

В следующих разделах мы проанализируем технические вопросы, которые необходимо рассмотреть для того, чтобы воспользоваться преимуществами комплексного подхода к изучению пласта. Затем мы дадим краткий обзор традиционного, последовательного подхода к планированию пластовых исследований, а также посмотрим, как его можно видоизменить, с тем чтобы улучшить взаимодействие на различных уровнях и обеспечить более гибкую среду для осуществления исследования.

8.1. Планирование или интеграция?

При традиционном подходе к планированию и проведению исследования пласта проект обычно подразделяется на три продолжительных этапа, которые можно обозначить как статическое (или геологическое) моделирование, динамическое моделирование (или проектирование разработки продуктивного пласта, как было обозначено в этом тексте) и имитационное моделирование. Эти три этапа обычно осуществляются последовательно отдельными специалистами или группами специалистов.

Однако этот способ проектирования обладает некоторыми ограничениями, основным из которых является ограниченная возможность технического обмена между этими тремя этапами. На самом деле степень интеграции, которой можно достичь в определенном исследовании, помимо других факторов, зависит от временного распределения различных видов деятельности. На каждом этапе исследования создается определенный объем информации, которая может использоваться на следующих этапах, но, как правило, не может применяться в предшествующих, уже завершенных частях исследования.

Конечно, при комплексном изучении коллекторских свойств пласта важно обеспечить доступность информации, полученной в рамках каждой дисциплины, для всех других областей. В масштабе проектного графика это означает, что необходимо предусмотреть возможность обмена информацией на всех трех этапах моделирования в рамках проводящегося исследования продуктивного пласта. С точки зрения техники, значимыми являются следующие моменты:

- **Статическая и динамическая модели**. Традиционно этап геологического моделирования завершается вычислением начальных геологических запасов углеводорода, тогда как последующие изменения, основанные на проектировании разработки пласта, отличаются низкой степенью интеграции (или вообще не учитываются). Лучший подход, как уже упоминалось по ходу изложения, состоит в непосредственном использовании динамической информации при построении геологической модели, что может быть достигнуто за счет прямого взаимодействия геологов и инженеров-разработчиков на каждом этапе исследования. Из этого следует, что геологическая модель может считаться завершенной только тогда, когда были полностью рассмотрены и включены данные основ разработки продуктивного пласта.

- **Численное моделирование, статическая и динамическая модели**. При имитационном моделировании может быть получена дополнительная информация, которая имеет отношение к статической и динамической моделям продуктивного пласта и соответственно может использоваться для их проверки. Это в свою очередь позволяет обеспечить общую последовательность исследования. С данной точки зрения следует заметить, что большая часть информации, необходимой для построения имитационной модели, доступна уже на ранних этапах исследования, поэтому имитационный этап численного моделирования можно начинать задолго до завершения других этапов. Кроме того, это позволяет выявить возможные проблемы в технологическом процессе, связанные с применением численного моделирования.

Поэтому очень важно спланировать технологический процесс реализации проекта таким образом, чтобы обеспечить возможность обмена информацией между различными этапами исследования. Это сущностное условие действительно синергетического подхода.

8.2. Оценка отдельных этапов работы

Количество этапов работы в рамках типичного исследования и их продолжительность явно зависят от особенностей данного пласта и имеющихся ресурсов. Хотя это наблюдение, по сути, заранее исключает любые обобщения, возможно полезно рассмотреть отдельные виды деятельности, входящие в состав типичного исследования пласта-коллектора. В данном случае мы можем взять в качестве гипотетического примера нефтяное месторождение, отличающееся значительной степенью неоднородности в плане геологического строения, содержащее 30–50 добывающих скважин и малое количество нагнетательных скважин и эксплуатируемое в течение двадцати–тридцати лет.

В таблице 8.1 предположительно представлены основные виды деятельности по изучению такого пласта с учетом их продолжительности в совокупном выражении в виде человеко-недель. Также каждый из видов деятельности выражен как процентная доля от общей продолжительности исследования, что позволяет получить более обобщенное относительное значение. Реальная общая продолжительность исследования зависит от числа проводящихся одновременно видов работы.

Само собой разумеется, что эти оценки могут значительно отличаться в зависимости от особенностей каждого конкретного проекта. Так, например, изучение продуктивного пласта на шельфе Северного моря в большинстве случаев потребует большего количества времени для анализа имеющихся данных и меньшего количества времени для построения баз данных и предварительной обработки данных, потому что такие месторождения разрабатываются сравнительно недавно, что позволяет получить доступ к существующим достоверным базам данных, содержащим большой объем информации высокого качества. Кроме того, разработка таких месторождений обычно осуществляется с применением меньшего числа поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

В других географических условиях, напротив, разработка начиналась гораздо раньше и осуществлялась с применением большого количества скважин, для которых обычно имеется небольшое количество качественной информации. Это типичный случай, характерный для давно разрабатываемых бассейнов, таких как некоторые месторождения в США, Африке или Венесуэле. Для таких месторождений на сбор данных и построение баз данных, равно как и на анализ промысловых данных, может потребоваться гораздо больше времени, чем указано в таблице 8.1.

8.3. Последовательное планирование

Последовательное планирование является типичным видом календарного планирования работ, применяемого в большинстве пластовых исследований. Проще говоря, последовательное планирование представляет собой логический подход к организации различных видов работ в рамках пластового исследования,

Таблица 8.1. Типичные этапы и продолжительность исследования пласта-коллектора

Этап	Отдельные задачи	Продолжительность (недели)	Продолжительность (%)
Сбор данных	Сбор исходных сейсмических данных, каротажных данных и данных кернового анализа		
	Данные анализа PVT-свойств для воды и нефти		
	Данные гидродинамических исследований		
	Данные давления		
	Данные добычи и закачки		
	Сбор существующих моделей и отчетов		
	Создание базы данных	9–20	6–14
Предварительная обработка данных	Корректировка и нормализация каротажных кривых		
	Привязка керна по глубине		
	Корректировка и фильтрация данных давления		
	Проверка данных добычи	3–6	2–4
Анализ скважинных данных	Интерпретация петрофизических свойств		
	Расчет синтетических сейсмограмм		
	Анализ и классификация фаций		
	Анализ данных промыслового каротажа		
	Интерпретация данных гидродинамических исследований		
	Изучение свойств PVT	20–28	14–18
Анализ пространственного распределения [свойств пласта]	Седиментологическое моделирование		
	Интерпретация данных сейсморазведки и сейсмическое моделирование		
	Геологическая корреляция		
	Анализ распределения фаций		
	Изучение распределения петрофизических свойств		
	Анализ давления		
	Продвижение фронта воды/газа с течением времени	30–44	20–28
Анализ добычи	Анализ динамики добычи/закачки		
	Материальный баланс	9–12	6–8
Имитационная модель	Построение модели		
	Адаптация модели		
	Прогнозирование добычи	40–60	30–40
Итоговый отчет	Написание и редактирование отчета	6–9	4–6
Итого, в среднем		**148 педель**	**100 %**

когда все задачи расположены в порядке следования от сбора данных до прогнозирования поведения продуктивного пласта (рис. 8.1).

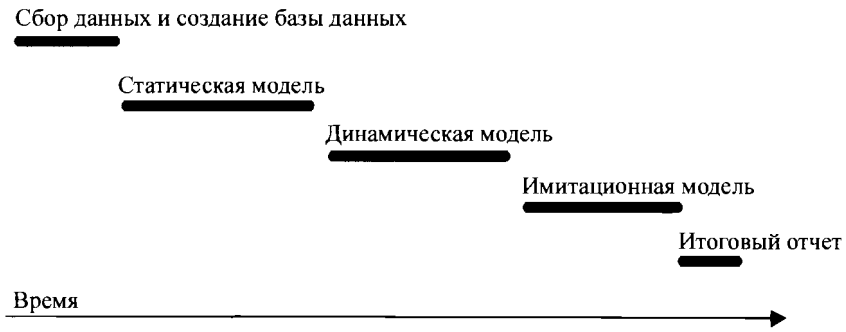


Рис. 8.1. Последовательный подход к планированию пластовых исследований

Естественно, что в реальности планирование оказывается гораздо более сложным, и даже при последовательном подходе всегда получается так, что некоторые задачи приходится выполнять одновременно уже в силу того, что в то же самое время в одном и том же исследовании обычно участвует больше специалистов, каждый из которых выполняет различные обязанности. Однако с концептуальной точки зрения, при последовательном планировании основные части комплексного исследования оказываются хронологически разнесенными.

Ключевая особенность последовательного планирования заключается в том, что каждый следующий этап может осуществляться только по завершении предшествующих. Это, в свою очередь, предполагает ряд важных следствий:

- **Ограниченная интеграция**. Каждый отдельный вид работы может включать в себя информацию, полученную на предшествующих этапах, но исключает возможность привлечения информации, которая будет получена на последующих этапах, кроме тех случаев, когда позднее предполагается пересмотр этих данных.
- **Задержки накапливаются**. Каждая задержка, которая образуется на том или ином этапе исследования, приводит к соответствующей задержке всего исследования.
- **Ограниченная гибкость**. Последовательное планирование в значительной мере ограничивает возможность учета внешних и непредвиденных факторов. Так, например, когда в ходе исследования появляются новые данные или при изменении состава рабочей группы, некоторые части исследования приходится пересматривать, что приводит к дополнительным задержкам.

Чтобы преодолеть эти проблемы, руководитель проекта исследования продуктивного пласта должен применять более гибкий подход при планировании, что позволяет максимально полно использовать возможности объединения усилий команды в плане обмена информацией и одновременно сократить возможные задержки.

8.4. Комплексное планирование

Как говорилось по ходу текста и в пункте 8.1, в рамках интегрированного моделирования возможен значительный обмен информацией между статической, динамической и имитационной моделями продуктивного пласта. Поэтому следует делать акцент на открытой системе планирования, позволяющей использовать все возможности интеграции. Это простое наблюдение позволяет увидеть в новом свете подход, который может применяться в тех случаях, когда необходимо спланировать технологический процесс исследования.

Комплексное планирование в терминах Салери [1, 2] основывается на следующих моментах:

- **Возможности интеграции**. На каждом этапе необходимо иметь возможность пользоваться преимуществами результатов работы, проводимой в рамках других пластовых дисциплин.
- **Сокращение задержек**. Для обеспечения соответствия со стратегиями планирования на более высоком уровне совокупная продолжительность задержек должна сводиться к минимуму.
- **Уменьшение времени реализации**. Проект должен осуществляться как можно быстрее. Чем больше время реализации, тем выше вероятность того, что внутренние и внешние факторы приведут к изменениям и отклонению от первоначальных целей и бюджета. При тех же самых общих затратах более многочисленная команда сможет завершить проект за меньшее время.

Для того чтобы выполнить эти задачи, все различные этапы исследования в идеале должны осуществляться одновременно. Однако на практике это оказывается невозможным, поскольку между различными дисциплинами всегда существует некоторая зависимость. Так, например, невозможно начать расчет пространственного распределения некоторого параметра пласта-коллектора, например пористости, до тех пор, пока не завершена значительная часть петрофизического моделирования.

Однако основная идея комплексного исследования заключается в том, чтобы обеспечить одновременное выполнение возможно большего числа различных видов работы. Например, в начале исследования помимо создания базы данных также необходимо предпринять ряд других шагов. При наличии необходимых ресурсов с самого начала можно осуществлять целый ряд работ, таких как седиментологическое описание, интерпретация данных сейсморазведки, корреляция скважинных данных, петрофизическое исследование и традиционное проектирование разработки пласта-коллектора. На рис. 8.2 показана упрощенная схема комплексного планирования.

Такому планированию присущи некоторые отличительные особенности. Во-первых, основные составляющие в данном случае отличаются от традиционных этапов, предполагающих создание статической, динамической и имитационной моделей (рис. 8.1). Приведенные здесь компоненты, в соответствии с

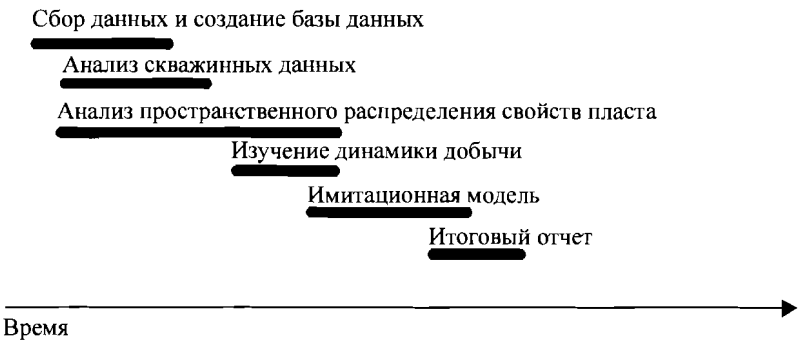


Рис. 8.2. Комплексный подход к планированию пластовых исследований

таблицей 8.1, свидетельствуют о том, что можно выделить различные группы видов деятельности, которые гораздо больше соответствуют концепции комплексного изучения коллекторских свойств пласта. Эти составляющие включают в себя и статические, и динамические задачи.

Этот вид классификации основывается на целях каждого компонента (например, анализа пространственного распределения) в большей мере, чем на характере используемых данных (например, динамические данные), и здесь он приводится для того, чтобы подчеркнуть, что данные из нескольких различных источников могут использоваться и объединяться для достижения целей в рамках каждой отдельной задачи.

Также обратите внимание на то, что при традиционном рассмотрении статическая и динамическая модели продуктивного пласта завершаются примерно в одно и то же время. Это дает возможность закончить создание геологической модели пласта с учетом данных добычи, что, как упоминалось в пункте 8.1, является одним из важнейших условий последовательного планирования исследования.

Аналогичным образом, построение имитационной модели следует начинать до завершения других этапов. Даже когда окончательных входных данных пока нет в наличии, этап построения численной модели можно начинать с применением наборов предварительных данных. Это позволит проверить информацию, полученную на предшествующих этапах исследования, а также своевременно выявить проблемы, связанные с построением имитационной модели. Окончательные данные могут вводиться в программу-симулятор по мере их поступления, что позволяет протестировать общее поведение и стабильность имитационной модели пошаговым способом. Такой подход дает возможность гораздо полнее контролировать процесс имитационного моделирования по сравнению с традиционным подходом построения и инициализации модели с использованием окончательного набора данных, в результате чего могут появиться проблемы, связанные с вычислениями, которые бывает нелегко выявить и решить.

Наконец, следует заметить, что совокупные временные затраты при комплексном подходе гораздо меньше, чем при использовании традиционного последовательного подхода. Хотя это достигается за счет привлечения к работе над

проектом большего числа специалистов, величина общих затрат существенно не изменяется.

8.5. Итоги

Что касается интеграции, традиционный способ планирования пластовых исследований часто представляет собой слишком жесткие рамки. Объединение различных дисциплин, вовлеченных в процесс исследования, требует создания более гибкой системы планирования, которая давала бы специалистам возможность обмениваться своими взглядами и собственными выводами.

Признание такой необходимости является важнейшим шагом на пути успешного осуществления комплексного исследования коллекторских свойств пласта, наряду с другими внешними или нетехническими факторами, такими как физическое объединение людей или вычислительных средств. Руководитель проекта должен планировать исследование, учитывая все возможные пути обмена информацией между различными пластовыми дисциплинами, и в то же время постоянно следить за развитием проекта, а также обеспечивать необходимую гибкость для внесения необходимых изменений.

Как уже упоминалось, комплексное планирование является оптимальной основой для пластовых исследований. Оно не только является непременным условием для проведения комплексных исследований, но также может способствовать интеграции, давая специалистам из различных областей шанс работать в единой среде, в одно и то же время над одной и той же глобальной задачей.

Применение этого подхода требует вовлечения в исследование большего числа специалистов, однако, с другой стороны, общие временные затраты в данном случае уменьшаются. Во всех случаях, когда имеются необходимые условия для осуществления комплексного планирования, велики шансы того, что исследование будет более целостным и последовательным.

Литература

[1] Saleri N. G. (1993). Reservoir performance forecasting: Acceleration by parallel planning. JPT, July.

[2] Saleri N. G. (1998). Re-engineering simulation: Managing complexity and complexification in reservoir projects. SPE-REE, Febr.

Приложение
Материальный баланс

П.1. Общая формулировка уравнения материального баланса

Математический вывод уравнения материального баланса является относительно простым и может быть найден в любом руководстве по разработке продуктивных пластов [1, 2]. Однако здесь будет рассматриваться общая формулировка, так как это поможет нам понять, какие параметры необходимо принимать во внимание, применяя это уравнение.

Давайте рассмотрим общий случай пласта-коллектора с газовой шапкой и с расположенным в основании залежи активным водоносным горизонтом, подобный тому, который изображен на рис. П.1. Заметьте, что это наиболее общая конфигурация, поскольку в данном случае все механизмы вытеснения действуют одновременно.

Через некоторое время после начала добычи давление в пласте уменьшится на определенное значение $\Delta p = (p_i - p)$ по сравнению с начальным давлением p_i. Общее уравнение материального баланса можно представить следующим образом:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e B_w. \qquad (\text{П.1})$$

Это общая формулировка Havlena и Odeh [3]. Те члены, которые встречаются в этом уравнении, будут описываться ниже, но на этом этапе также стоит отметить, что эта формулировка в точности отражает качественное выражение, приведенное в пункте 6.6.2. По сути, левая часть уравнения (П.1) представляет собой общий объем нефти, извлеченной из пласта в ходе добычи, и может выражаться следующим образом:

$$F = N_p(B_o + (Rp - Rs)B_g) + W_p B_w. \qquad (\text{П.2})$$

В этом уравнении можно увидеть компоненты, связанные с добычей нефти $(N_p B_o)$, газа $(N_p(Rp - Rs)B_g)$ и воды $(W_p B_w)$.

В правой части уравнения (П.1) мы видим параметры, описывающие расширение пласта. В частности, член E_o представляет собой расширение нефти и первоначально растворенного в ней газа:

$$E_o = (B_o - B_{o_i}) + (Rs_i - Rs)B_g. \qquad (\text{П.3})$$

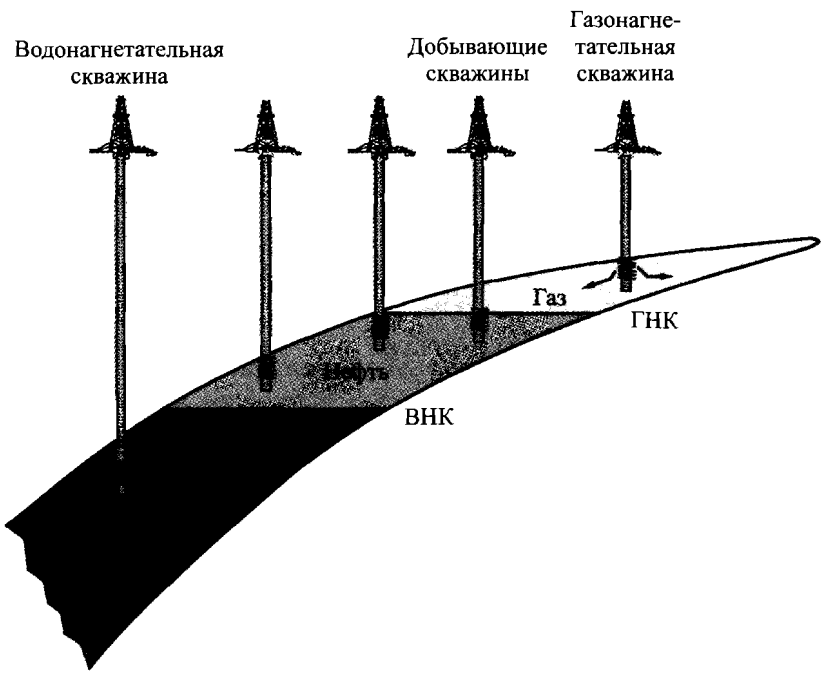


Рис. П.1. Пример продуктивного пласта с комбинированным типом вытеснения

Показатель E_g обозначает расширение газа в газовой шапке и может быть представлен следующим образом:

$$E_g = B_{o_i}\left(\frac{B_g}{B_{g_i}} - 1\right). \tag{П.4}$$

И наконец, член уравнения $E_{f,w}$ включает в себя расширение насыщающей пласт остаточной воды и влияние сжатия порового объема в соответствии со сжимаемостью продуктивного пласта:

$$E_{f,w} = (1+m)B_{o_i}\left(\frac{(c_w S w_i + c_f)}{(1 - Sw_i)}\right)\Delta p. \tag{П.5}$$

В описанных выше уравнениях встречаются следующие параметры:

N	—	начальные запасы нефти (тонн)
N_p	—	накопленная добыча нефти (тонн)
m	—	соотношение объема газовой шапки и объема нефти при начальных условиях (объем/объем)
W_p	—	накопленная добыча воды ($м^3$)
B_o, B_g, B_w	—	объемные коэффициенты нефти, газа и воды при пониженном давлении p ($м^3/м^3$)

B_{o_i}, B_{g_i}, B_{w_i} — начальные объемные коэффициенты нефти, газа и воды ($м^3/м^3$)
Rs_i — начальное газосодержание ($м^3/т$)
Rs — газосодержание при пониженном давлении p ($м^3/т$)
Rp — совокупный газовый фактор для падения давления Δp ($м^3/т$)
c_w — сжимаемость воды ($1/атм$)
c_f — сжимаемость породы (порового объема) ($1/атм$)
Sw_i — остаточная водонасыщенность (доля)
W_e — приток воды из-за контура ($м^3$)
$\Delta p = (p_i - p)$ — падение давления вследствие добычи (атм).

Таким образом, в уравнение материального баланса в общем виде входит 18 параметров. Их число может достигать 20, если учитывается нагнетание в пласт воды и газа (рис. П.1). В этом случае совокупный объем нагнетаемых в пласт газа и воды (W_i и G_i) вычитается из левой части уравнения (П.1), что позволяет получить полезный объем добычи, или прибавляется к правой части уравнения как дополнительный компонент общего расширения.

Хотя эти уравнения сначала могут показаться сложными, следует заметить, что большая часть этих параметров обычно доступна для инженера-разработчика и в большинстве случаев их определение не требует особых усилий. Кроме того, большинство продуктивных пластов отличается меньшей сложностью в сравнении с тем, который изображен на рис. П.1, что упрощает уравнение материального баланса.

П.2. Особенности подхода материального баланса

В такой формулировке уравнение материального баланса отличается рядом особенностей, которые можно обобщить следующим образом:

- Материальный баланс предполагает сравнение темпов истощения и расширения и главным образом направлен на оценку расширения флюидов. Это объемный подход, который не учитывает явным образом динамику флюидов и, следовательно, их подвижность.
- Это уравнение является нульмерным, так как все параметры определяются в некоторой единственной точке пласта-коллектора, чаще всего это центр масс пластовых флюидов.
- Эта формула отражает динамическое поведение резервуара, то есть такого пласта, для которого характерно одинаковое снижение давления на некоторой базовой глубине во всем пласте.
- Это уравнение не зависит от времени явным образом (хотя приток воды из-за контура часто отличается временной зависимостью).

Эти особенности ограничивают основные области применения уравнения материального баланса при изучении коллекторских свойств пласта. Они одновременно представляют собой преимущества и ограничения данного подхода.

В следующем разделе мы проанализируем условия правильного применения метода материального баланса и возможные ошибки. Мы также рассмотрим все параметры, входящие в общее уравнение, делая акцент на их роли при проведении расчетов, а также на степень неопределенности, которая характерна для каждого из них.

П.3. Условия верного применения материального баланса

Почти всегда возможно рассчитать материальный баланс для некоторого продуктивного пласта, однако это не гарантирует получения точных результатов во всех случаях. Как это характерно и для любого другого метода, точность результатов зависит прежде всего от достоверности информации на входе, поэтому в каждом из случаев важно тщательно оценивать те данные, на основе которых производятся расчеты.

Рассмотрение параметров, фигурирующих в общей формулировке уравнения материального баланса, позволяет выявить 5 основных групп, таких как параметры добычи и закачки, свойства PVT, свойства породы-коллектора, емкостные параметры и данные давления.

П.3.1. Параметры добычи и закачки

Совокупный объем добытой нефти (N_p), воды (W_p) и газа (R_p) относится к числу параметров добычи, присутствующих в этом уравнении. При реализации закачки к этой группе следует также отнести параметры закачки воды (W_i) и газа (G_i). Все эти параметры вводятся в уравнение материального баланса и поэтому считаются *известными*. На самом деле обычно только накопленная добыча нефти бывает известна с достаточной степенью точности, так как это обусловливается экономическими соображениями. Кроме тех случаев, когда заключаются контракты на продажу, объем добытого газа определяется гораздо менее точно, особенно когда газ сжигается на факеле или когда речь идет о старых месторождениях, когда данных добычи недостаточно или они не отличаются точностью. Также плохая организация газлифтной добычи часто препятствует получению достоверных данных по объему добытого газа.

При добыче воды ситуация оказывается сходной, причем положение дополнительно усугубляется тем фактом, что добыча воды не является экономически выгодной. К сожалению, во многих компаниях, особенно в прошлом, принятые процедуры добычи не обязательно учитывали потребности инженеров-разработчиков, поэтому к этим данным следует относиться критически. Инженер-промысловик не несет ответственности за качество данных, с которыми он работает, однако он всегда должен прилагать определенные усилия для того, чтобы оце-

нить достоверность этих данных посредством прямого учета условий измерения параметров добычи на изучаемом месторождении.

П.3.2. Свойства PVT

В общем случае в уравнение материального баланса входят 8 параметров PVT. Это объемные коэффициенты нефти, газа и воды при начальном и пониженном давлении (B_{o_i}, B_{g_i}, B_{w_i} и B_o, B_g, B_w), а также газосодержание при начальном и пониженном давлении (Rs_i и Rs). На самом деле для практического применения необходимо полное описание свойств PVT для нефти, газа и воды в определенных диапазонах давления, получаемое за счет лабораторных измерений или корреляций (см. пункт 6.2).

PVT-свойства являются входными данными для расчетов материального баланса и обычно считаются *точной* информацией, то есть без значительной неопределенности. Однако благодаря влиянию этих параметров на конечные результаты всегда имеет смысл оценивать качество имеющихся данных PVT и определять степень чувствительности путем изменения описания PVT в диапазоне предполагаемой неопределенности.

П.3.3. Свойства породы-коллектора

Так же как и описанные выше параметры, свойства породы-коллектора являются входными данными для уравнения материального баланса. Насыщенность связанной водой Sw_i представляет собой количество воды в пласте, подвергающееся расширению вследствие падения давления Δp. Важно, чтобы этот параметр соответствовал результатам геологического моделирования: его среднее значение следует рассчитывать с опорой на начальные геологические запасы нефти, определенные объемным методом, а также на суммарный объем порового пространства.

Что касается сжимаемости, в большинстве случаев такие параметры (сжимаемость воды и породы, c_w и c_f) не оказывают значительного влияния на конечные результаты за исключением пластов аномально высокого давления и пластов, подверженных сжатию порового пространства, где сжимаемость породы может играть важную роль, обеспечивая значительную часть энергии в системе. В таких случаях, как уже упоминалось в пункте 6.1.5, необходимо проявить аккуратность при выборе значения коэффициента сжимаемости породы, вводимого в уравнение, особенно когда требуется определить начальные геологические запасы нефти или приток воды из-за контура. И наоборот, когда предполагается, что для сжимаемости породы характерна большая неопределенность, чем для начальных геологических запасов нефти, уравнение материального баланса можно решить, определив начальные геологические запасы нефти и вычислив значение сжимаемости в соответствии с наблюдаемыми на данном месторождении объемами добычи. Это особенно важно, когда нужно провести имитационное моделирование, так как позволяет получить независимую и часто очень достоверную оценку

одного из самых важных динамических параметров в коллекторах с режимом уплотнения пласта.

П.3.4. Объемные параметры

В уравнение материального баланса входят три объемных параметра, а именно: запасы нефти в пласте (N), объем газовой шапки (выраженный как соотношение объема газовой шапки и объема нефти при начальных условиях, m) и суммарный приток воды из-за контура (W_e).

Первый из этих параметров, N, является одним из типичных результатов применения метода материального баланса. На протяжении многих лет инженеры-разработчики рассчитывали начальные геологические запасы нефти при помощи различных формулировок уравнения материального баланса. Важно заметить, что, будучи оценкой, основанной на динамических параметрах, показатель начальных геологических запасов нефти, полученный посредством материального баланса, представляет собой связанные или *активные* начальные геологические запасы нефти, то есть количество пластовой нефти, уже дренируемой теми скважинами, на основании которых производятся расчеты. Именно этим простым фактом объясняется большая часть несоответствий, которые часто наблюдаются при сопоставлении результатов материального баланса и определения начальных геологических запасов объемным методом. Любая залежь углеводородов, не связанная с дренируемой областью, например изолированный блок, ограниченный сбросами, не будет участвовать в распределении давления и не может учитываться.

Во многих случаях применения материального баланса подсчет N может быть достаточно простым. В относительно простом варианте коллектора с режимом растворенного газа, когда можно пренебречь сжимаемостью воды и породы, уравнение (П.1) сокращается до:

$$F = NE_o.$$

В данном случае объем добычи представляет собой линейную функцию расширения нефти и растворенного в ней газа. С опорой на это отношение можно легко вычислить начальные геологические запасы нефти.

Когда в пласте действует некоторый дополнительный источник энергии, например вытеснение водой, уравнение материального баланса может решаться для вычисления N и притока из водоносного горизонта W_e одновременно. В этом случае упомянутое выше отношение перестает быть линейным и это поведение само по себе является признаком присутствия активного вытеснения нефти водой. Специфическое перестроение уравнения (П.1), получаемое за счет деления обеих его частей на E_o, также характеризуется линейным поведением:

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o}.$$

При выборе скорректированного значения W_e график F/E_o vs. W_e/E_o представляет собой прямую линию, отсекаемый которой отрезок на оси ординат позволяет определить первоначальные геологические запасы нефти N. Один из этих графиков показан на рис. 5.4. С практической точки зрения значение W_e определяется посредством выбора аналитической модели водоносного слоя (стационарной или нестационарной, например модель Херста и Ван Эвердингена (Hurst и Van Everdingen) и изменения значения некоторых групп параметров (например, константы водоносного горизонта), пока не будет получена достаточно прямая линия. Заметьте, что этот метод позволяет точно измерить приток воды, который не зависит от оценки многих отдельных переменных, которые появляются в полностью аналитических выражениях притока из водоносного горизонта (Hurst и Van Everdingen).

Также важно заметить, как упоминалось в пункте 5.2.2, что вычисленные значения начальных геологических запасов нефти и притока воды из-за контура необходимо сравнивать с имеющимися результатами объемных измерений, тогда как общий объем притока из водоносного слоя можно проверить с опорой на данные объема по картам продвижения фронта воды с течением времени. Это простое сравнение часто позволяет оценить достоверность создаваемой модели продуктивного пласта.

Что касается газовой шапки, сходное перестроение уравнения (П.1) также представляет собой графическое решение для определения начальных геологических запасов нефти и объема газовой шапки, m. Однако в этом случае для получения достоверных результатов требуются гораздо более точные данные давления. На самом деле такая необходимость повышения точности значительно ограничивает практическое применение этого метода при наличии большой газовой шапки. Дополнительно осложняет дело тот факт, что в пластах-коллекторах с газовой шапкой данные давления обычно добываются с трудом и отличаются неоднозначностью, так как присутствие газа значительно осложняет интерпретацию кривых восстановления давления.

Тем не менее, когда начальные геологические запасы нефти известны с достаточной степенью точности из объемных подсчетов, нередко бывает возможно определить объем газовой шапки.

П.3.5. Данные давления

Пластовое давление, выраженное как истощение ΔP, является самым важным параметром в уравнении материального баланса. Интересно, что рассмотрение уравнения (П.1) показывает, что количество ΔP явным образом появляется только в последнем члене $E_{f,w}$, параметре расширения воды и породы, однако на самом деле давление неявно присутствует во всех параметрах PVT, от чего зависит объемное расширение системы.

Давление входит в уравнение материального баланса как показатель истощения или, с практической точки зрения, как тренда падения давления. По сути, достоверность расчетов методом материального баланса в большой мере зави-

сит от возможности получить репрезентативную кривую падения давления для изучаемого пласта, а это не тривиальная задача.

На самом деле данные давления, собранные в скважинах, не часто отличаются последовательным поведением, а наоборот, характеризуются большим разбросом на графике давления от времени. Такое поведение может обусловливаться различными причинами, но в принципе, если исключить разобщенность пласта, часто встречается такая причина, как перераспределение равновесия давления вследствие низкой проводимости системы. Перепады давления, связанные с добычей, проходят через пласт со скоростью, которая зависит от коэффициента пьезопроводности, $k/\phi\mu c$. Поэтому чем выше пористость ϕ, вязкость флюида μ и эффективная сжимаемость c и чем ниже проницаемость k, тем медленнее достигается состояние равновесного давления.

Когда данные давления по различным скважинам характеризуются некоторым разбросом, можно сделать попытку рассчитать средневзвешенное значение через определенные интервалы времени, в соответствии с процедурой, обсуждавшейся в пункте 6.4.3. Однако в продуктивных пластах с низкой проницаемостью или в присутствии тяжелой, вязкой нефти определение общего тренда изменения давления может оказаться сложным, а порой и невозможным. В таких случаях результаты материального баланса могут оказаться недостоверными. На рис. П.2 показан пример коллектора вязкой нефти (980 кг/м^3), когда замеры давления оказываются слишком редкими для однозначного определения общей тенденции изменения давления.

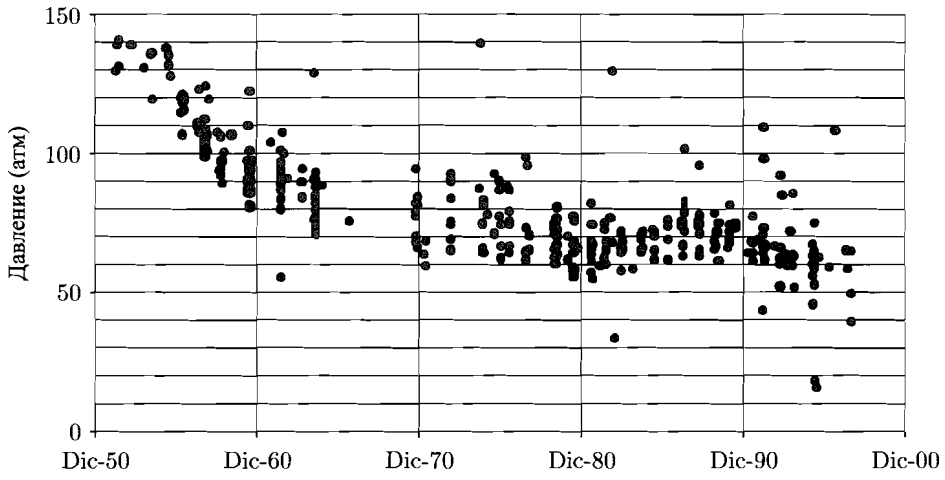


Рис. П.2. Данные давления в коллекторе тяжелой нефти

Еще один важный момент, который следует принять во внимание, состоит в том, что для достоверных расчетов методом материального баланса обычно требуется значительное падение давления. Большое падение давления приводит к значительному расширению, делая неточности при определении объемов добы-

чи несколько менее значимыми. Аналогично, в случае значительного истощения, неопределенность замеров давления становится менее значимой, а определить тенденцию изменения давления становится легче. Принято считать, что для достоверных расчетов необходимо падение давления не менее чем на 10 % от уровня первоначального пластового давления. Ниже этого порога требуются данные высокого качества, потому что в этом случае параметры расширения становятся очень маленькими. По этой причине системы с сильным водонапорным или газонапорным режимом редко моделируются с применением материального баланса.

П.4. Заключение

Материальный баланс имеет множество достоинств, которые объясняют факт его сохранения в эти годы высоких технологий в условиях преобладания сложных численных методов. Поэтому при комплексном изучении коллекторских свойств пласта материальный баланс должен быть важным этапом исследования. При этом можно отметить следующие моменты:

- Подход материального баланса может применяться всегда. Во всех случаях, когда доступны достоверные основные данные разработки продуктивных пластов, этот метод может дать хорошие результаты. Также следует заметить, что если эти основные требования не выполняются, то велика вероятность того, что любой другой метод проектирования разработки пластов не позволит достичь поставленных целей, особенно это касается более сложных случаев численного моделирования.

- Этот метод представляет собой прекрасное средство для определения последовательности и непротиворечивости имеющихся динамических данных. Результаты, полученные на данной стадии, дают инженеру-разработчику значительный объем дополнительной информации для использования на последующих этапах исследования.

- Материальный баланс является единственным динамическим методом, который позволяет достоверно определить начальные геологические запасы нефти, а также объемы водоносного горизонта и/или газовой шапки. Полученные результаты необходимо сравнить с имеющимися данными объемных замеров, при этом обнаруженные различия следует согласовать или объяснить. С этой точки зрения данный метод дает возможность проверить сделанные на статическом этапе изучения предположения относительно фактической прерывистости продуктивного пласта.

- Возможность определения характерных для данного пласта механизмов вытеснения, а также некоторых основных динамических параметров, таких как водоприток или сжимаемость, обусловливает применение материального баланса в качестве предварительного этапа исследования, предшествующего более детальному численному моделированию.

Литература

[1] Dake L. P. (1987). Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier, Amsterdam.

[2] Craft B. C., Hawkins M. F. (1959). Applied Reservoir Engineering. Prentice-Hall.

[3] Havlena D., Odeh A. S. (1963). The material balance as the equation of a straight line. JPT, August.

Предметный указатель

Адаптация
— данных давления 336
— качество 338
— модели 289, 329
Амплитуда отражения
— зависимость от удаления 79
Анализ PVT-свойств 243
— дифференциальное разгазирование 244
— мгновенное разгазирование 244
— однократное разгазирование(тесты на сепараторе) 244
Анализ главных компонент 55
Анализ кривых истощения пласта 301
Анализ остаточных солей 88
Аутигенные глины 110, 148

Bachaquero (название месторождения) 231
Биодеградация 85, 234, 243
Биостратиграфия 48

Valhall (название месторождения) 231
Вариограмма 61, 178, 196
— наггет-эффект 197, 200
Верность 9
Вероятностное моделирование *см.* Стохастическое моделирование
Вертикальные сейсмические профили 79, 180
Виртуальное предприятие 15
Влияние ориентации сетки модели 310
Влияние проскальзывания газа 147, 149
Внешний дрейф 182
Внутрипластовое горение 307
Вода
— образование конуса обводнения 223, 226, 304
— образование языков обводнения 223, 226, 281, 309
— приток воды 224, 365
— продвижение фронта воды 280
— свойства пластовой воды 253
— состав пластовых вод 88
— удельное сопротивление пластовой воды 135
Водонасыщенность 126, 185, 208
— остаточная 190
— распределение 186
Водоносный горизонт 222, 281
— константа 365
— проницаемость 224
Вытеснение
— вертикальное 226
— микроскопическое 226
— площадное 226
— эффективность 225
Вязкость 152, 154, 251
— газа 240
— нефти 240

Greater Burgan (название месторождения) 327
Газовая хроматография 86
Газовый фактор 100, 327
— при растворённом газе 237, 251
—— комбинированный 247
Газонасыщенность 220, 241
Геолого-математическое моделирование 184
Геолого-статистические разрезы (ГСР) 59, 61
Геомеханическая модель 233

Геостатистика 177, 184
— методы 200
Геофизические исследования 31, 76, 177
— в скважинах 79
— межскважинные 80
— наземные 77
— сейсмическая разведка
—— амплитуда волны 77, 180
—— инверсия сейсморазведочных данных 180, 194
—— преобразование времени в глубину 39
—— разрешающая способность сейсмических данных 37, 77
—— сейсмические характеристики 11, 77, 180, 183
—— сейсмический импеданс 194
—— сейсмофации 53
—— трехкомпонентная сейсморазведка 79
—— четырёхмерный сейсмический мониторинг 286
Геохимические методы 86
Гидродинамика 83, 254
Гидродинамическая модель *см.* Численное моделирование
Гидродинамические испытания скважин
— гидропрослушивание 96, 154
— диагностический график в двойном логарифмическом масштабе 155
— длительные ГДИС 94
— импульсные исследования 96, 154
Гидродинамические испытания скважин (ГДИС) 89, 153
— методом восстановления давления 90, 154
— методом понижения давления 91, 154
— пластоиспытания на бурильной колонне (ПБК) 154
Гистерезис 323
Гравитационное разделение 86, 87, 222, 242, 250
Границы генетических образований 72
Граничное значение 170

Duri (название месторождения) 287
Давление
— данные 271
— динамическое забойное давление 270
— замеры 271
— карты 276
— на устье фонтанирующей скважины 269, 333
— объемное 277
— профили 276
— статическое 98
— статическое давление на устье 269, 333
— статическое забойное давление 269, 332
Данные 18
— база 18
—— завершение работы 26
—— корпоративная 21
—— менеджер 25
—— приложения 21
—— проектная 21, 22
— добычи 23
— создание банков 22
— управление 18
— хранилище 18
Данные добычи 98
Датчик-пермеаметр 70, 149
Датчики давления 90, 91
Дебитометр *см.* Расходометрия
Диаграмма Стиффа 253
Дифракционный рентгеновский анализ 111
Диффузия 85, 88

Ekofisk (название месторождения) 183, 231
Единицы потока 42, 281

J-функция 133, 325

Индикаторные исследования 97, 269

Интеграция 1
— вертикальная 1
— горизонтальная 1
— сильная 2
— слабая 2
Интегрированные приложения для комплексного моделирования продуктивного пласта 28
Испытатель пластов на кабеле 48, 84, 150, 273
Исследование режимов потока 294, 304

Камера, воспроизводящая пластовые условия 131
Капиллярное давление 57, 257, 323
— измерение 128
— при дренировании 131, 257
— при пропитке 131, 257
— функции 188
Капиллярные эффекты 70
Капиллярный радиус 130
Карбонатные пропластки 73
Каротаж в эксплуатационных скважинах 268, 282, 285
Каротаж сопротивлений 134
Кластерный анализ 55
Кокригинг 182
— совместный 182, 193
Конвекция 85, 88, 294
Контакты
— верхняя обнаруженная водоносная отметка 282
— водонефтяной 84, 282, 328
—— наклонный 83
— газонефтяной 285, 328
— межфлюидные 83
— нижняя обнаруженная нефтепродуктивная отметка 282
Корреляции PVT-свойств 250
Коэффициент нефтеотдачи 70, 220, 225
Коэффициент песчанистости 170, 208
Коэффициент пластового объёма 251
— газа 237
— дифференциальный 209
— комплексный 209, 247
— нефти 154, 208, 237
— по результатам тестирования на сепараторе 209
Коэффициент продуктивности 198, 270, 343
— проверка 344
Коэффициент растворимости *см.* Газовый фактор при растворённом газе
Коэффициент сжимаемости газа 213, 251
Коэффициент усадки нефти 245
Кригинг
— дисперсия 178
— индикаторный 63
— простой 178
Куб когерентности 11, 78

Линии тока 292, 306
Литотипы 53, 55
Литофации 53

Maracaibo Lake (название месторождения) 80
Материальный баланс 212, 287, 298
— общая формулировка 359
Метод Дина–Старка 127, 133, 139, 142, 267
Метод Монте-Карло 211
Метод Пикетта 136
Метод Хингла 136
Метод Хорнера 154, 273
Методы оптимизации 202
Механизмы вытеснения *см.* Режимы разработки
Механическая скорость проходки 48
Минералогия 109, 256
Минипермеаметр *см.* Датчик-пермеаметр
Множественная линейная регрессия 161, 188
Модель пласта-коллектора *см.* Численное моделирование
Модель скважины *см.* Численное моделирование

Нагнетание пара 307
Насыщение
— давление 9, 229, 249, 251
— коэффициент 138
— параметры 59
— функции 59, 323
Натяжение на поверхности раздела флюидов 130
Нейронные сети 165
Неоднозначность 91, 300, 330, 347
Неоднородность пласта 67, 262
— влияние на нефтеотдачу 74
— классификация 68
Неопределённость 345
— геологического описания 65
— область 65
— структурной модели 39
Нефтенасыщенность
— остаточная 71, 325
—— при вытеснении нефти водой 267
—— при вытеснении нефти газом 230

Обводнённость 101, 326
Опорные скважины 54, 335

Prudhoe Bay (название месторождения) 110, 128
Палинология 48
Параметр пористости 136
Перераспределение добычи 279
Петрофации 53
Пирит 109
Планирование
— комплексное 356, 358
— последовательное 353
Плотность
— газа 240
— нефти 240
—— в градусах API 86, 250
Поверхности максимального затопления 44
Подвижность 97, 145, 152, 171
— коэффициент 227, 310
Поперечная томография 111
Пористость 7, 115, 136, 177, 208, 319
— вторичная 116, 121
— интерполяция 178
— кавернозная 124
— межзёренная 124
— общая 116, 117
— первичная 116
— по каротажу 120
— по керну 117
— связанная 116, 117
— эффективная 116, 117
Пористость–проницаемость
— зависимость 159, 198
Прерывистость 34, 37, 71, 84, 87, 98, 214
Прибор акустического каротажа 121, 180
Прибор нейтронного каротажа 122
Прибор плотностного каротажа 121
Приборы импульсного нейтронного каротажа 122, 140, 283, 285
— каротаж–закачка–каротаж 268
— нейтрон-нейтронный каротаж 140
— поперечное сечение захвата 140
— углеродно-кислородный каротаж 141
Проводимость глинистого загрязнения 72
Прогнозирование добычи 339
— ограничения 341
Проницаемость 8, 142, 144, 319
— абсолютная 8, 144, 146, 156, 172
— анизотропия по проницаемости 71, 146, 150, 308
— вертикальная 73, 229
— горизонтальная 115
— интерполяция 196
— корреляции 163
— относительная 11, 145, 156, 258, 323
— относительная в системе вода–нефть 226
— относительная в системе газ–нефть 221
— относительная при трехфазном потоке 267

— прогнозы 159
— распределение 195
— тензор 146
— усреднение 197, 319
— эффективная 8, 145, 156, 172, 258, 321
Процедуры отбора образцов
— пластового флюида 240
— рекомбинированные образцы флюида 241
— с забоя скважины 241
Псевдофункции 71, 266
Пьезопроводность 97, 366

Разброс при вычислениях 310
Разломы 33, 71, 226
— проводимость 37, 71, 84
Расходометрия 157, 202
Режимы разработки 218
Ремасштабирование 58, 175, 293, 319
— процедуры 71
Рециркуляция газа 306
Ртутная порометрия 132

San Jorge (название месторождения) 124
Седиментологическая модель 51
Сейсмические методы *см.* Геофизические исследования
Сетка гидродинамической модели 311
— с распределёнными узлами 312, 315
— гибридная 314, 315
— декартова 312, 315
— локальное измельчение сетки 313, 315
— сетка PEBI 313
— сетка Вороного 313
— типа шотландский плед 313
Сжимаемость 148, 207, 251, 317, 363
— воды 224
— газа 239
— нефти 219, 239
— общего объема горной породы 231
— порового пространства породы-коллектора 231
Сиквенс 43
— граница 44
Сиквенс-стратиграфия 43, 73
Системное мышление 2
Сканирующий электронный микроскоп 108, 111
Скин-эффект 158, 343, 344
Скорость
— сейсмокаротажа 79
— томограмма поля скоростей 81
Сложность 10
Слой 43, 69
Случайные глины 73
Смачиваемость 130, 134, 139, 255, 260
— показатель 256
Снятие отпечатков с нефти 86
Совместимость 22, 28
Стилолиты 74, 146
Стохастическое моделирование 13, 60, 201, 211, 331
— двухступенчатая модель 184, 201
— основанное на объектном подходе 63
— основанное на пиксельном подходе 63
— основанное на усеченных гауссовых случайных функциях 63
Структурный анализ 111

Типы горных пород 53, 59, 324
Точность 9, 10, 35, 118, 248
Трещиноватые коллекторы 199, 307
Трещины 73, 119, 146, 226

Угол смачивания 130
Уплотнение 214
— поправки на уплотнение породы 119
— режим уплотнения пласта 230
Уравнение Арчи 134
Уравнение Баклея-Леверетта 259, 265, 298
Уравнение Вилли 121
Уравнение Дарси 144, 258, 264

Уравнение Козени–Кармана 113
Уравнение Пуазейля 119, 264
Уравнение Хамбла 137
Уравнения Кори 264
Уравнения состояния 240, 252, 306
Уровень свободной воды 130
Усложнение 10

Fortescue (название месторождения) 97
Фазовое поведение углеводорода 234
Фации 51, 174
— выделение 56
— классификация 55

Характеристики системы пор 108

Цементация
— коэффициент 136
— показатель 136
Центрифуга 132

Численное моделирование
— гидродинамической модели 299, 301
—— геометрия 302
— инициализация модели 328
— модели «блэк ойл» 302, 306
— модели двойной пористости 307
— модели пласта-коллектора
—— двухмерные площадные модели 304
—— модели поперечного сечения 303
—— радиальные модели 304
—— трехмерные модели 304
— модели с большим количеством ячеек 298
— модели скважины 342
— модели трехфазной фильтрации с учетом компонентного состава 302, 306
— тепловой модели 302, 307
— химической модели 302

Экспериментальное проектирование 211, 346
Электрофации 53
Энергетическая диаграмма 289
Эффект Клинкенберга 147
Эффективная толщина пласта 170, 192
Эффективная толщины пласта
— интерполяция 192
Эффективность потока 70
Эффективность процесса вытеснения 230, 289

Ядерный магнитный резонанс 111, 123, 152
— время релаксации 123
— индекс свободного флюида 123
— распределение T2 153

Л. Косентино

Системные подходы к изучению пластов

Технический редактор А. В. Широбоков
Редакторы Л. А. Газизуллина, О. З. Логунова
Компьютерная верстка Д. П. Вакуленко
Корректор Г. Г. Тетерина

Подписано в печать 20.12.2007. Формат 70 × $100^{1}/_{16}$.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 32,25. Уч. изд. л. 31,47.
Гарнитура Таймс. Бумага мелованная. Тираж 700 экз. Заказ № 00241.
АНО «Институт компьютерных исследований»
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.
http://shop.rcd.ru E-mail: mail@rcd.ru Тел./факс: (+73412) 500–295

Отпечатано в ГУП УР «Ижевский полиграфический комбинат»
426039, г. Ижевск, Воткинское шоссе, 180.

Уважаемые читатели!

Интересующие Вас книги нашего издательства можно заказать через наш Интернет-магазин **http://shop.rcd.ru** или по электронной почте **subscribe@rcd.ru**

Книги можно приобрести в наших представительствах:

МОСКВА
Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН
ул. Бардина, д. 4, корп. 3, к. 414, тел.: 135–54–37

ИЖЕВСК
Удмуртский государственный университет
ул. Университетская, д. 1, корп. 4, 2 эт., к. 211, тел./факс: (3412) 500–295

Также книги можно приобрести:

МОСКВА
Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова
ГЗ (1 эт.), Физический ф-т (1 эт.), Гуманитарный ф-т (0 и 1 эт.),
Биологический ф-т (1 эт.).

Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина
ГЗ (3–4 эт.), книжные киоски фирмы «Аргумент».

Магазины:

МОСКВА:	«Дом научно-технической книги» Ленинский пр., 40. тел.: 137-06-33
	«Московский дом книги» ул. Новый Арбат, 8. тел.: 290-45-07
	«Библиоглобус» м. «Лубянка», ул. Мясницкая, 6. тел.: 928–87–44
ДОЛГОПРУДНЫЙ:	Книжный магазин «Физматкнига» новый корп. МФТИ, 1 эт. тел.: 409-93-28
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ:	«Санкт-Петербургский дом книги» Невский проспект, 28
	Издательство СПбГУ, Магазин №1 Университетская набережная, 7/9