НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

МАРК Д. ЗОБАК

ГЕОМЕХАНИКА НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Перевод с английского В. Л. Фрик

Под редакцией специалистов
ООО «Газпромнефть НТЦ»

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Серия «Нефтегазовый инжиниринг» ПАО «Газпром нефть»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Председатель **В.В. Яковлев**
Первый заместитель Генерального директора ПАО «Газпром нефть»

Ответственный редактор **М.М. Хасанов**
Директор Дирекции по технологиям ПАО «Газпром нефть»

С.А. Доктор
Директор Дирекции по добыче ПАО «Газпром нефть»

Д.А. Сугаипов
Директор Дирекции по крупным проектам ПАО «Газпром нефть»

А.А. Вашкевич
Директор Дирекции по геологоразведочным работам
и развитию ресурсной базы ПАО «Газпром нефть»

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

А.В. Билинчук
Исполнительный директор по проектно-функциональному обеспечению проектов
ООО «Газпромнефть НТЦ»

И.Ф. Рустамов
Исполнительный директор по проектно-функциональному обеспечению активов
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Н.А. Говзич
Исполнительный директор по новым технологиям ООО «Газпромнефть НТЦ»

А.Н. Ситников
Заместитель генерального директора ООО «Газпромнефть НТЦ» по научному инжинирингу

Ю.В. Максимов
Заместитель генерального директора ООО «Газпромнефть НТЦ»
по концептуальному инжинирингу и поддержке капитального строительства

Серия «Нефтегазовый инжиниринг» ПАО «Газпром нефть»

ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ:

Справочник инженера-нефтяника, гл. ред. Л. Лейк
Том VI. Развивающиеся перспективные технологии, под ред. Х. Р. Уорнера

К. Макфи, Дж. Рид, И. Зубизаретта
Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам

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

ВЫШЛИ В СВЕТ:

Г. В. Позаментьер, Дж. П. Аллен
Секвенсная стратиграфия терригенных отложений
Основные принципы и применение

Дж. Ли, Р. А. Ваттенбаргер
Инжиниринг газовых резервуаров

Справочник инженера-нефтяника, гл. ред. Л. Лейк
Том I. Введение в нефтяной инжиниринг, под ред. Д. Фанчи
Том II. Инжиниринг бурения, под ред. Р. Митчелла
Том III. Наземные сооружения и технологии обустройства, под ред. К. Арнольда
Том IV. Техника и технологии добычи, под ред. Джо Д. Клегга
Том V. Инжиниринг резервуаров, под ред. Э. Холстайна

В. Г. Левич
Физико-химическая гидродинамика

Кеннет Л. Бриджес
Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин

Фациальные модели
под ред. Р. Уолкера, Н. Джеймса

Т. В. Ольнева
Сейсмофациальный анализ
Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении

Джон Митчелл
Безаварийное бурение

О. Серра, Л. Серра
Геофизические исследования скважин
Том I. Регистрация данных и области применения

Кеннет Л. Бриджес
Руководство для супервайзера по буровым растворам и их использованию

Reservoir Geomechanics

Mark D. Zoback
Department of Geophysics, Stanford University

CAMBRIDGE
UNIVERSITY PRESS

УДК 622.02
ББК 33.14-1
З78

Зобак М. Д.

З78 Геомеханика нефтяных залежей. — М.–Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2018. — xvi, 482 с.

ISBN 978-5-4344-0485-3

Эта междисциплинарная книга охватывает механику горных пород, структурную геологию и разработку месторождений углеводородов в отношении широкого ряда геомеханических проблем, которые возникают на всех этапах разработки нефтяных и газовых месторождений.

Данная книга, охватывающая стадии разведки, оценки и разработки месторождений углеводородов, рассматривает базовые практические темы: прогноз порового давления; оценка нефтенасыщенного интервала и активности тектонического разлома; определение оптимальной траектории с учетом стабильности стенки ствола скважины, глубины спуска обсадных колонн и веса бурового раствора; изменение продуктивности залежи при истощении; и индуцированное разработкой образование разломов и деформация кровли коллектора. Первая часть книги представляет основные принципы геомеханики, которые позволяют читателям с различным базовым набором знаний понять ключевые концепции. Затем в книге рассматриваются практические исследования и экспериментальные методы, перед пояснением их успешного применения при изучении нефтяных и газовых месторождений во всем мире, для повышения нефтеотдачи пласта и снижения эксплуатационных затрат.

«Геомеханика нефтяных залежей» является практическим пособием для научных работников и инженеров в нефтяной, газовой и геотермальной энергетике, а также для исследователей, интересующихся оценкой напряжений и их приложением к проблемам образования разломов и потока флюидов в земной коре.

ББК 33.14-1
УДК 622.02

ISBN 978-5-4344-0485-3
ISBN 978-0-521-14619-7 (англ.)

© 2007 by Cambridge University Press
© Перевод на русский язык,
Ижевский институт компьютерных
исследований, 2018

All Rights Reserved. This translation of *Reservoir Geomechanics* by Mark D. Zoback is published by arrangement with Cambridge University Press.

Оглавление

Об авторе xii

Предисловие xiii

Часть I. Основы геомеханики **1**

Глава 1. **Поле тектонических напряжений** 3
Роль поля напряжений 3
Напряжения в земной коре 4
Основные определения 5
Относительные величины напряжений и классификация Андерсона . . . 8
Изменение напряжений с глубиной 12
Измерение напряжений в пластовых условиях 14
Индикаторы для определения ориентации и относительных величин напряжений 17
Измерение напряжений в скважинах 18
Фокальный механизм землетрясений 19
Геологические индикаторы напряжений 20
Распределение региональных напряжений 20
Поверхности раздела без трения 27

Глава 2. **Поровые давления в осадочных бассейнах** 29
Основные определения 30
Разделение залежей в пределах месторождений 33
Механизмы возникновения повышенного порового давления 42
Оценка поровых давлений 47

Глава 3. **Основные законы механики** 60
Линейная упругость 64
Упругие модули и скорость сейсмических волн 68
Анизотропия упругости 68
Пороупругость и эффективное напряжение 70
Пороупругость и дисперсия 73
Вязкие деформации в несцементированных песках 75
Термопороупругость 88

ГЛАВА 4. **Разрушение пород при сжатии, растяжении и сдвиге** 90
Прочность пород при сжатии 92
Критерии прочности на сжатие 99
Линеаризованный критерий Мора – Кулона 100
Критерий Хука – Брауна 101
Модифицированный критерий Ладе 104
Модифицированный критерий Виболса – Кука 105
Критерий Друкера – Прагера 106
Прочность и поровое давление 111
Анизотропия прочностных свойств пород 112
Оценка прочностных свойств пород по данным геофизических исследований 115
Уплотнение со сдвигом 126
Разрушение пород при растяжении 129
Разрушение пород при сдвиге и сила трения 132
Критически напряженное состояние земной коры 134
Ограничения на величину напряжений в пластовых условиях, учитывающие силу трения по разломам 139
Полигон напряжений 147

ГЛАВА 5. **Разломы и трещины** 150
Разломы, трещины и движение флюидов 151
Данные о состоянии стенок скважин 156
Представление трещин и разломов по глубине 160
Трехмерные диаграммы Мора 163
Фокальные механизмы землетрясений 169

Часть II. Определение ориентации и измерение величин напряжений 175

ГЛАВА 6. **Разрушения сжатия и растяжения на стенках вертикальных скважин** 177
Концентрация напряжений вокруг цилиндрического отверстия и разрушение стенок скважин 180
Вывалы 185
Трещины растяжения 186
Определение ориентации вывалов по данным профилеметрии . . . 192
Система качественного ранжирования индикаторов напряжений 197
Подробнее об индуцированных бурением трещинах растяжения 202
Трещины растяжения и образование разломов сдвигового типа . . 202
Термальные эффекты 203

Вывалы на стенках скважин 207
Анизотропия прочности пород 210
Химические эффекты 213
Типы формирования вывалов 215
Проникновение бурового раствора в трещиноватые породы вокруг ствола скважины 217

Глава 7. **Определение величины S_3 на основе мини-гидроразрыва, расширенного теста на утечку и ограничений величины S_{Hmax} по характеру разрушений стенок вертикальной скважины** 219
Определение величины S_3 по данным гидроразрыва 221
Применение ГРП для оценки величины S_{Hmax} 235
Разрушение стенки скважины и определение S_{Hmax} 237
Вызванные бурением трещины растяжения и величина S_{Hmax} 241
Оценка прочности пород по вывалам при присутствии трещин растяжения 247
Оценка величины S_{Hmax} по вращению вывалов 247
Заключение 248

Глава 8. **Разрушения стенок и определение напряжений в наклонно-направленных скважинах** 251
Состояние напряжений вокруг произвольно направленной наклонной скважины 252
Разрушение стенок произвольно направленных наклонных скважин . . . 255
Подтверждение, что S_{Hmax} и S_{hmin} являются главными напряжениями . 263
Оценка S_{Hmax} по вывалам и трещинам растяжения в наклонно-направленных скважинах 264
Отличие индуцированных бурением трещин растяжения от природных трещин 270
Определение ориентации S_{Hmax} по анизотропии скорости поперечных волн в наклонно-направленных скважинах 273

Глава 9. **Поля напряжений — от тектонических плит до пород-коллекторов по всему миру** 284
Примеры глобальных стрессов 284
Источники напряжений в земной коре 286
Напряжения, движущие плиты 286
Топография и силы плавучести 289
Литосферные флексуры 290
Нормальный режим напряжений в осадочных бассейнах 292
Методы аппроксимации S_{hmin} на площадях с нормальным режимом напряжений 299
Напряженное состояние сжатия в осадочных бассейнах 306

Нормальный/сдвиговый режим напряжений 306
Сдвиговый режим напряжений 306
Сдвиговый/надвиговый режим напряжений 308
Надвиговый режим напряжений 309
Дополнительные комментарии о модели двусторонней связи 309
Интерполяция и экстраполяция данных по величинам напряжений . . . 313

Часть III. Практическое приложение геомеханики 319

ГЛАВА 10. **Стабильность стволов скважин** 321
Предотвращение нестабильности стволов скважин во время бурения . . 323
Количественная оценка рисков 334
Роль анизотропии прочности пород 338
Взаимодействие бурового раствора с породой 342
Максимизация градиента гидроразрыва 345
Раздутие ствола скважины 352
Проникновение бурового раствора и временная зависимость повреждений стенок скважины 354
Предотвращение выноса песка 355

ГЛАВА 11. **Критически напряженные разломы и движение флюидов** . 363
Залежи с трещинным типом пористости и анизотропия проницаемости . 364
Примеры исследований 374
Идентификация критически напряженных разломов и вращение вывалов 381
Искусственно индуцированные микросейсмические события при увеличении проницаемости 385
Изоляция разломом/промытые ловушки 386
Динамические ограничения миграции углеводородов 395

ГЛАВА 12. **Эффекты, связанные с истощением залежи** 405
Изменения напряжений в истощающихся залежах 408
Траектории напряжений в залежах 408
Индуцированная разработкой активация разломов на площадях со сбросовым режимом напряжений 410
Вращение напряжений, связанных с истощением 418
Бурение и гидроразрыв в истощенных залежах 424
Деформации в истощающихся залежах 425
Уплотнение при увеличении прилагаемого давления 427
Шатровые модели и ДАОЗ 428
Потеря проницаемости, индуцированная истощением 431
Использование режима уплотнения пласта 438

Вязкопластическая деформация и динамика ДАОЗ 440
Деформации и изменения напряжений за пределами истощающихся залежей 441
Уплотнение и проседание 442
Смещение по разломам за пределами залежи 446

Литература 453

Предметный указатель 475

Об авторе



Марк Д. Зобак является профессором наук о Земле и профессором геофизики департамента геофизики Стенфордского университета. Он является автором и соавтором около 250 публикаций, в основном, о напряженном состоянии земной коры и геомеханике. Он является членом Geological Society of America, American Geophysical Union, American Association for the Advancement of Science, European Union of Geosciences, и победителем 2006 года German Geophysical Society (Emil Wiechert Medal).

Предисловие

Эта книга основана на обучении, которое я проводил в течение ряда лет в Стенфордском университете и соответствует короткому курсу лекций, читаемому в нефтяной индустрии. В соответствии с темой обучения, студенты представляют различные специализации — инженеры разработчики и геологи, буровые инженеры и геофизики. В этой книге, как и в курсе лекций, я стараюсь отразить ключевые концепции различных дисциплин, корректное использование которых делает возможным разработку геомеханической модели пласта и вышележащих формаций. Затем я иллюстрирую применение таких моделей на практике. Для достижения этой цели, книга разделена на три части. Первая часть книги (главы 1–5) посвящена основным принципам, связанным с напряженным состоянием и поровым давлением на глубине, основным законам, в основном используемым для описания деформаций пород и разрушения пород при сжатии, растяжении и сдвиге. Вторая часть книги (главы 6–9) посвящена принципам разрушения стенок скважин и технологиям измерений ориентации и величин напряжений в глубоких скважинах с различной инклинометрией. Достоверность технологий, представленных в этих главах, подтверждена при различных геологических условиях. Третья часть книги посвящена применению принципов, представленных в первой части, и технологий, рассмотренных во второй части. Поэтому главы 10–12 посвящены проблемам стабильности стволов скважин, потоку флюидов, ассоциируемому с трещинами и разломами, и влиянию истощения на напряженное состояние пласта и окружающих формаций.

В данной книге я представляю концепции, технологии и исследования, разработанные и проведенные за последние 30 лет, с помощью ряда талантливых коллег. Mary Lou Zoback (ранее работавшей в геологической службе США, USGS) и я разработали методики синтезирования различных типов данных, которые указывают на ориентировку и относительные величины напряжений в земной коре. Как отмечено в главе 1, Mary Lou и я обосновали возможность построения всемирных карт ориентации и относительных величин напряжений для оценки текущего состояния напряжений в земной коре в условиях активных геологических процессов. Система качественного ранжирования, разработанная нами данных по напряжениям в пределах США (и позднее для Северной Америки), представлена в главе 6. Эта система была использована как основа для большинства попыток картирования напряжений, предпринятых за последние 20 лет, и обеспечила основу для сбора данных по всем измерениям напряжений в глобальном масштабе (проект мировой карты напряжений, World Stress Map project), руководимой Mary Lou.

Примеры карт региональных напряжений областей мира, представленные в главах 1 и 6, подготовлены в совместных исследованиях с аспирантами: David Castillo, Lourdes Colmenares, Balz Grollimund и Martin Brudy. Эта работа, как и многие другие, была выполнена студентами и аспирантами Стенфорда и поддержана компаниями, участвующими в Стенфордском консорциуме пород и скважинной геофизики (Stanford Rock and Borehole Geophysics Consortium, SBR). Глава 2 основана на работах аспирантов Thomas Finkbeiner, David Wiprut, Balz Grollimund и Alvin Chan. Концепция этой главы базируется на дискуссии с Peter Flemings (Penn State) и Chris Ward. Глава 3, посвящена описанию соотношений теории упругости и базовых законов, а также включает разделы по вязкоупругим и вязкопластичным законам для несцементированных песчаников, которые использованы в исследованиях, выполненных совместно с аспирантами: Carl Chang, Dan Moos и Paul Hagin. Глава 4, посвященная описанию разрушения пород, частично основана на совместных работах с Lourdes Colmenares, аспирантами John Townend, Chandong Chang, Lev Vernik и Dan Moos. James Byerlee (проработавший в геологической службе США) был вдохновителем и советником аспирантов, а также лектором по механике горных пород. Его работа по углу внутреннего трения для горных пород, рассмотренная в главе 4, является основной в задаче определения диапазона величин напряжений горной породы. В главе 5 описываются трещины и разломы в земной коре. В ней приведены исследования скважинных имиджеров добавленные аспирантом Collen Barton и представлены приложения, выполненные совместно с Thomas Finkbeiner и Sneha Chanchani.

В начале второй части книги, посвященной *оценке ориентации и величин напряжений*, в главе 6 рассмотрены поля напряжений вокруг вертикальной скважины, зоны разрушения при сжимающих и растягивающих напряжениях на стенках скважин. Эта работа была выполнена совместно с Dan Moos, Martin Brudy, David Wiprut и David Castillo, а также с аспирантами Pavel Peska и Marek Jarosinski. John Healy и Steve Hickman из геологической службы США (USGS), которые ранее изучали применение гидроразрыва пласта для измерения напряжений. Методы оценки напряжений, основанные на моделировании разрушения стенок вертикальных (глава 7) и наклонных (глава 8) скважин, были разработаны совместно с Pavel Peska, Martin Brudy и Dan Noos. Бывший аспирант Naomi Boness и я разработали методологию, представленную в главе 8, по применению каротажных данных скоростей поперечных волн кросс-дипольного акустического каротажа для определения ориентации напряжений в наклонных скважинах. Технологии, описанные в этих главах, не претендуют на полный обзор всех технологий, предложенных за прошедшие года для оценки напряжений. В данном случае я акцентировал внимание на технологиях определения напряжений, которые проверены в реальных условиях в глубоких скважинах, при стандартных параметрах нефтяных и газовых залежей. Глава 9 раскрывает методику оценки величин напряжений, проверенную для различных осадочных бассейнов во всем мире, используемую для наполнения мировой карты напряжений в пластовых условиях и ряд

механизов, отвечающих за параметры напряжений между тектоническими плитами. Глава 9 также включает примеры исследований, связанные с получением информации о величинах напряжений по данным геофизических исследований скважин, выполненных бывшим аспирантом Amie Lucier.

Финальная часть книги, *Приложение*, начинается с рассмотрения задачи стабильности стволов скважин в главе 10. Многие примеры, рассмотренные в этой главе, взяты из работ студентов Pavel Peska и Dan Moos, а ряд тем (оценка степени разрушения наклоных скважин, влияние ослабленных плоскостей напластования на стабильность стволов скважин и условия, при которых возможно бурение с весом бурового раствора больше минимального главного напряжения) были включены по предложению Steve Willson и Eric van Oort. Теория бурения с превышением веса бурового раствора над минимальным главным напряжением, была разработана Takatoshi Ito в университете Tohoku. Изучение стабильности ствола исследовательской скважины SAFOD было выполнено совместно с бывшим аспирантом Pijush Paul. Ко времени написания данной книги, принципы, рассматриваемые в данном разделе, касающиеся стабильности скважин, были успешно применены при более чем 500 исследованиях за последние несколько лет, коллегами из компании GeoMechanics International (GMI) и другими. Этот успех подтвердил практическое применение технологий, представленных в главах 7 и 8, для оценки величин и ориентации напряжений в пластовых условиях, и эффективность использования относительно простых методик определения *прочности горной породы* при оценке стабильности скважин. Я благодарю GMI за предоставленную возможность использования программного обеспечения во многих приложениях, представленных в этой книге.

Краткое рассмотрение стабильности горной породы во время разработки (определяемое как вынос песка) основано на работах Martin Brudy и Wouter van der Zee, в основном, использующих метод конечных элементов. Исследование потока флюида через трещиноватые породы (глава 11) и определение критически напряженных трещин для контроля потока, основана на исследованиях, первоначально проводимых Collen Barton и Dan Moos с дальнейшими дополнениями John Townend. Работа по определению изменения ориентации напряжений, благодаря смещениям по разломам, была первоначально выполнена Gadi Shamir и в последующем расширена Collen Barton. Расширение этой работы, по задаче изменения проводящих свойств разломов, было первоначально выполнено David Wiprut. Исследования относительно динамических ограничений на миграцию углеводородов были выполнены Thomas Finkbeiner. Roger Anderson (Колумбийский университет) и Peter Fleming существенно дополнили эти исследования. Работа, по определеню напряжений и поглощениям в северной части Северного моря, была обоснована Bjorn Larsen. Глава 12 рассматривает ряд тем, связанных с истощением месторождений, включая просадки и активацию разломов при разработке. Большая часть этой работы была выполнена совместно с Alvin Chan, с участием бывших аспирантов Jens Zinke и Ellen Mallman. Работа по оценке из-

менений ориентации напряжений при истощении была выполнена, в основном, бывшим аспирантом Amy Day-Lewis на основе работы Sangmin Kim.

В заключение я благодарю Steve Willson, Chris Ward, Dan Moos, John Towned и Mary Lou Zoback за их комментарии к первому макету данной книги.

Марк Зобак
Стенфордский университет, 2006

Часть I

Основы геомеханики

Глава 1

Поле тектонических напряжений

Основными целями данной книги являются установление основных принципов и введение в прикладные технологии, проиллюстрированное примерами того, как разработка комплексной геомеханической модели пласта (и вышележащих формаций) обеспечивает основу для решения широкого круга проблем, возникающих в течение всего цикла разработки месторождения углеводородов. Книга охватывает вопросы, возникающие (i) во время разведки и оценки месторождений, такие как прогноз порового давления, нефтенасыщенных интервалов и возможность активации (или проницаемости) разломов, (ii) во время проектирования разработки месторождения, когда инженеры должны добиться стабильности стволов скважин путем определения оптимальной траектории, конструкции скважин, программы использования буровых растворов, а геологи — прогнозировать анизотропию проницаемости на месторождениях с трещинным типом коллекторов, (iii) во время освоения и разработки месторождения, когда требуется выбор оптимальных методик заканчивания скважин, прогноз изменений характеристик залежи в процессе добычи и оценка технологий, таких как повторный гидроразрыв для оптимизации общей добычи и (iv) во время вторичных и третичных фаз повышения добычи путем оптимизации заводнения пласта и воздействия паром. Главы 1–5 посвящены основным принципам, связанным с общими компонентами геомеханической модели: распределение напряжений и поровых давлений по глубине, фундаментальные законы, которые описывают деформацию пород, образование трещин и разломов в целевых интервалах. Главы 6–9 посвящены разрушению стенок скважин и методикам, использующим данные для определения ориентации и величин напряжений по скважинам любой ориентации. Главы 10–12 посвящены примерам применения основных принципов, изложенных в предыдущих главах, для решения проблем обеспечения стабильности стволов скважин, движения флюидов в пластах с трещинами и разломами, а также для оценки эффектов, связанных с истощением месторождений, в самих залежах и окружающих формациях.

Роль поля напряжений

Ключевым компонентом общих геомеханических моделей являются данные о современном состоянии напряжений. Разрушения стенок скважин происходят в результате концентрации напряжений, превышающих прочность пород (главы 6

и 10). Разломы возникают, когда отношение эффективного сдвигового к эффективному нормальному напряжению превышает силы трения (главы 4, 11 и 12). Истощение изменяет состояние напряжений залежи, что во многих случаях может оказать положительный или отрицательный эффект на продуктивность (глава 12). Как подчеркивается в данной книге, определение состояния напряжений с глубиной является проектной задачей, связанной с обычно получаемыми (или непосредственно доступными) при бурении скважин данными.

Данная глава начинается с определения тензора напряжений и физического понимания главных напряжений. Эти концепции важны для формирования общей терминологии у читателей с различной подготовкой и являются основными для понимания изменения состояния напряжений вокруг скважины (главы 6 и 8) и вблизи сложных структур, таких как соляные купола (рассмотренные в конце главы). В данной главе представлены несколько фундаментальных принципов, связанных с полем тектонических напряжений в региональном масштабе. Эти принципы пересмотрены в ранжированных масштабах от отдельных скважин до литосферных плит (глава 9). Некоторые из представленных здесь принципов установлены по данным регионов, не связанных с месторождениями нефти и газа, однако доказано, что все они имеют тесную связь с проблемами нефтяной промышленности. Например, раздел, связанный с распределением глобальных и региональных напряжений, очень полезен при проектировании работ на площадях с незначительным количеством скважин или в задаче экстраполяции ориентации и относительной величины напряжений с одной площади на другую.

Напряжения в земной коре

Напряжения сжатия присутствуют в земной коре на всех глубинах. Величина напряжений зависит от глубины, порового давления и активности геологических процессов, протекающих в различных пространственных и временных масштабах. В данной книге первостепенное значение уделяется трем фундаментальным характеристикам поля напряжений:

- Сведения о распределении напряжений с глубиной имеют фундаментальную важность в связи с большим числом практических задач в нефтяных, газовых, геотермальных залежах и в перекрывающих их формациях.
- Поле напряжений в пластовых условиях является в значительной степени результатом взаимосвязанных разномасштабных процессов. Эти разномасштабные процессы рассматриваются в виде генераторов данных от различных источников, которые можно анализировать и синтезировать.
- Относительно просто измерить, оценить или ограничить определенными рамками величины напряжений по глубинам, используя технологии, применяемые на нефтяных, газовых и гидротермальных месторождениях. Методики прямых определений напряженного состояния рассматриваются в следующих главах.

Таким образом, поле напряжений определяется в пластовых условиях и необходимо при решении широкого спектра задач, относящихся к нефтегазовой геомеханике.

В данной главе рассматривается ряд ключевых вопросов о состоянии напряжений в верхней части земной коры. В первую очередь, мы представим математическую терминологию, которая будет использована в данной книге, а также некоторые фундаментальные физические концепции и определения, дающие возможность связать между собой многие практические задачи, приведенные в качестве примеров в последующих главах. В настоящее время имеется много хорошей литературы по теории упругости и механике сплошных сред, где очень детально рассматриваются напряжения, однако полезно изложить некоторые основные концепции и представить единую терминологию для использования в данной книге. Далее относительные величины напряжений в пластовых условиях рассматриваются в упрощенных понятиях Е. М. Андерсона, полная же классификационная схема [Anderson, 1951] основана на типах разломов, которые могут быть вызваны состоянием приложенных напряжений. Эта схема определяет возможные интервалы величин напряжений как функцию глубины и поровых давлений. Эти интервалы сначала определяются в главе 4, где рассмотрены ограничения величин напряжений в связи с прочностными характеристиками земной коры, а затем уточняются, когда мы получаем информацию о наличии (или отсутствии) разрушений стенок скважин (главы 7 и 8).

Далее в этой главе кратко рассматриваются некоторые индикаторы напряжений, детальное же рассмотрение будет представлено в последующих главах. Кратко рассматриваются основные параметры напряженного состояния земной коры, которые могут быть получены путем совместной обработки разномасштабной информации о напряжениях. Общая согласованность полей напряжений, даже в областях с активной тектоникой и сложной геологией, в настоящее время является подтвержденным фактом, основанным на многих тысячах наблюдений во всем мире (в широком диапазоне геологических условий). Далее кратко рассматриваются некоторые механизмы, которые контролируют напряжения в региональном масштабе. В заключение мы обратим внимание на локализованное вращение напряжений в присутствии поверхностей, практически лишенных трения, таких как соляные структуры в осадочных бассейнах Мексиканского залива.

Основные определения

Обычно напряжение определяется как сила, действующая на заданную площадь. В соответствии с общей практикой в нефтяной и газовой отрасли, в данной книге все расчеты и полевые примеры приведены в российской промысловой системе единиц измерения (бар, где 1 бар = 10^5 Па) и Международной системе единиц измерения (МПа, где 1 МПа = 10^6 Па).

Представим более строгое определение: напряжение — это тензор, который описывает плотность сил, действующих на все поверхности в точках приложения. В терминах механики сплошных сред, напряжение, действующее на однородное изотропное тело на глубине, описывается как тензор второго порядка с девятью компонентами (рис. 1.1, слева):

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{21} & S_{22} & S_{23} \\ S_{31} & S_{32} & S_{33} \end{bmatrix}. \tag{1.1}$$

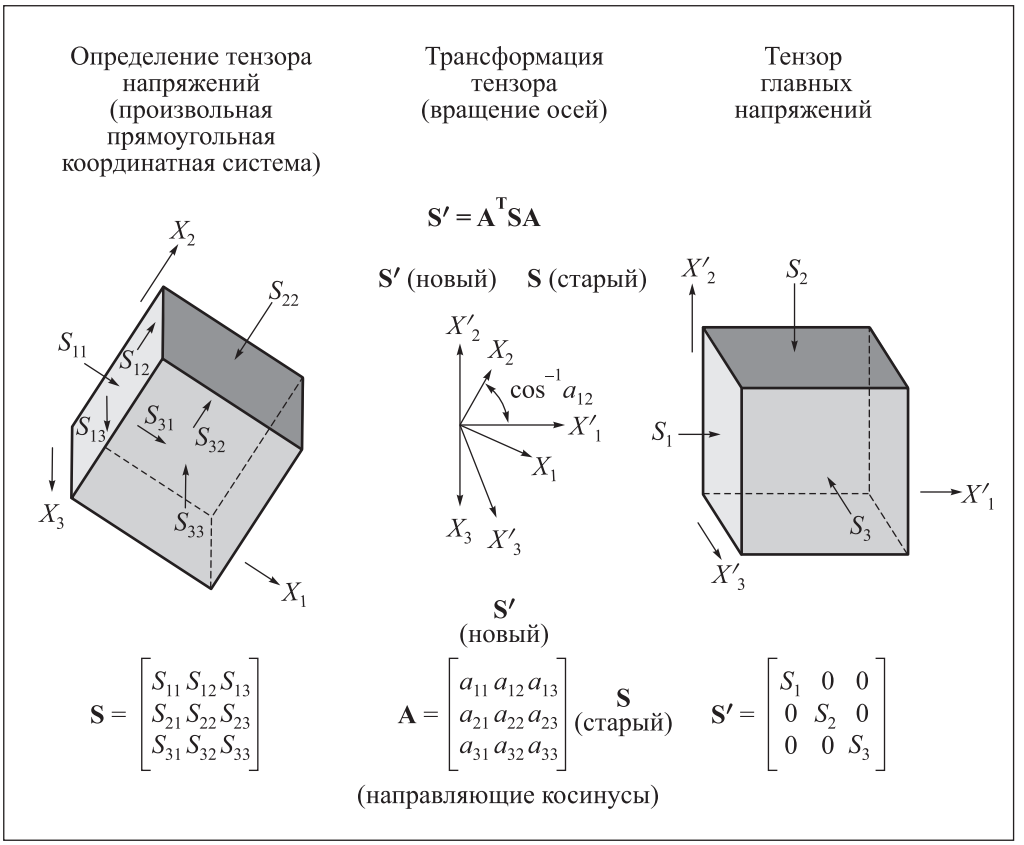


Рис. 1.1. Определение тензора напряжений в произвольной прямоугольной координатной системе [Engelder, Leftwich, 1997]; вращение системы координат, связанной с тензором напряжений посредством тензора преобразования; главные напряжения, определенные в координатной системе, в которой отсутствуют напряжения сдвига

Описание отдельных компонентов напряжений относится к направлениям, в которых действует сила, и граням единичного куба, на которые действуют компоненты напряжений. Таким образом, любой заданный компонент напряжений представляет силу, действующую в определенном направлении на единицу пло-

щади заданной ориентации. Как показано слева на рис. 1.1, тензор напряжений может быть определен в любой координатной системе, ориентированной произвольным образом. Показана произвольная прямоугольная координатная система. В силу равенства условий

$$\begin{aligned} S_{12} &= S_{21}, \\ S_{13} &= S_{31}, \\ S_{23} &= S_{32} \end{aligned} \tag{1.2}$$

последовательность индексов не имеет значения. Обычно для полного описания состояния напряжений на глубине необходимо определить шесть величин напряжений или три величины напряжений и три угла, определяющих ориентацию координатной системы, связанной с тензором напряжений относительно опорной координатной системы (географических координат, координат в скважине и т. д.).

В соответствии с большинством работ по механике горных пород, тектонофизике и структурной геологии, предлагается условие по умолчанию: напряжение сжатия всегда положительно, поскольку напряжение в пластовых условиях на глубине более нескольких десятков метров всегда имеет природу сжатия. Растягивающие напряжения отсутствуют на глубинах в земной коре по двум фундаментальным причинам. Первая причина: прочность пород на растяжение в основном очень низкая (глава 4), значительные напряжения растяжения не могут поддерживаться земной корой. Вторая причина: насыщение порового пространства пород флюидами на глубине (за исключением глубин выше уровня грунтовых вод) при поровых давлениях, близких к величине наименьшего напряжения, будет являться причиной гидроразрыва пород (глава 4).

Если тензор напряжений известен в одной координатной системе, возможен перерасчет напряжений в другую координатную систему через тензор преобразования. Для выполнения такого преобразования необходимо определить направляющие косинусы (a_{ij}, как представлено на рис. 1.1), которые описывают вращение координатных осей между старой и новой координатной системой. Математическое уравнение преобразования:

$$\mathbf{S}' = \mathbf{A}^{\mathrm{T}}\mathbf{S}\mathbf{A}, \tag{1.3}$$

где

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix}.$$

Преобразование координатных систем имеет фундаментальную важность. Первая причина: если мы знаем поле напряжений на глубине в некоторой системе координат, мы можем вычислить напряжения в любой другой координатной системе. Например, если мы знаем состояние напряжений в географической координатной системе, мы имеем возможность показать получения поля напряже-

ний вокруг произвольно ориентированной скважины (глава 8) для связи с проблемами стабильности ствола скважины (глава 10), а также вдоль плоскости разлома (глава 5) для проверки состояния, близкого к активации и смещению по разлому (глава 11). Другой причиной важности тензора преобразования является возможность выбора и описания состояния напряжений с глубиной в параметрах главных напряжений (действие напряжений в главной координатной системе), что позволяет значительно проще выражать результаты расчетов напряжений в пластовых условиях. Координатная система, соответствующая главным напряжениям, является единственной, где напряжения сдвига обращаются в нуль и три главных напряжения $S_1 \geqslant S_2 \geqslant S_3$ полностью описывают поле напряжений (как представлено справа на рис. 1.1). В такой координатной системе мы имеем диагональный тензор напряжений; таким образом, главные напряжения соответствуют собственным значениям тензора напряжений, а ориентация главных напряжений соответствует направлениям их собственных векторов:

$$\mathbf{S}' = \begin{bmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{bmatrix}. \tag{1.4}$$

Основа этой концепции очень важна в связи с тем, что земная поверхность на контакте с флюидом (воздухом или водой), который не поддерживает смещение сдвига, является плоскостью главных напряжений. Таким образом, одно главное напряжение можно определить как перпендикулярное к земной поверхности, а два других главных напряжения действуют в приблизительно горизонтальной плоскости. Ясно, что это определение относится к земной поверхности, описываемой данными по фокальным механизмам землетрясений и другим индикаторам напряжений (представлены далее), в предположении, что это действительно верно до глубин перехода хрупкость-пластичность в верхней части земной коры, на глубинах около 15–20 км [Zoback, 1980, 1989, 1992]. Принимая это во внимание, мы должны определить только четыре параметра для полного описания состояния напряжений на глубине: три величины главных напряжений, S_{v} — вертикальное напряжение, соответствующее весу вышележащих пород, S_{Hmax} — максимальное главное горизонтальное напряжение, S_{hmin} — минимальное главное горизонтальное напряжение, и ориентацию одного напряжения, обычно принимаемую за азимут максимального горизонтального напряжения сжатия, S_{Hmax}. Это обычно помогает сделать оценку напряжений в земной коре (так же хорошо, как оценка тензора напряжений в пластовых условиях), причем полученные таким образом данные легко обрабатываются.

Относительные величины напряжений и классификация Андерсона

Для приложения данной концепции к земной коре полезно рассматривать величины максимального, промежуточного и минимального напряжений на глу-

бине (S_1, S_2, S_3) в терминах S_{v}, S_{Hmax} и S_{hmin}, в соответствии с предложением Андерсона [Anderson, 1951] и указанных выше работ [Zobak, 1980, 1989, 1992]. Как представлено на рис. 1.2 и в табл. 1.1, классификационная схема Андерсона характеризует сбросовый (СБ), сдвиговый (СД) и надвиговый (НД) режимы образования разломов, в зависимости от процессов: (i) земная кора расширяется и ступенчато падающие разломы типа сбросов компенсируют движение висячего блока (блока пород выше разлома) вниз относительно лежачего блока (блока пород ниже разлома), (ii) движение блоков земной коры, сдвинутых горизонтально один относительно другого вдоль относительно вертикального сдвигового разлома, (iii) земная кора сжимается и падающие под относительно небольшими углами разломы надвигового типа оказываются связаны с висячим блоком, движущимся поверх лежачего блока. Классификационная схема Андерсона также определяет величины главных горизонтальных напряжений относительно вертикального напряжения. Вертикальное напряжение S_{v} является максимальным главным напряжением (S_1) в режиме сброса (СБ), промежуточным главным напряжением (S_2) в режиме сдвига (СД) и минимальным главным напряжением (S_3) в режиме надвига (НД). Падение и простирание ожидаемых разломов типа сброс, сдвиг и надвиг относительно главных напряжений рассматриваются в главе 4.

Таблица 1.1. Относительные величины напряжений и режимы образования разломов

Режим	Напряжения		
	S_1	S_2	S_3
Сброс (СБ)	S_{v}	S_{Hmax}	S_{hmin}
Сдвиг (СД)	S_{Hmax}	S_{v}	S_{hmin}
Надвиг (НД)	S_{Hmax}	S_{hmin}	S_{v}

Величина S_{v} эквивалентна интегралу плотности пород от поверхности до заданной исследуемой глубины z:

$$S_{\mathrm{v}} = \int_0^z \rho(z) g \, dz \approx \overline{\rho} g z, \tag{1.5}$$

где $\rho(z)$ — плотность как функция глубины, g — ускорение свободного падения, $\overline{\rho}$ — среднее значение плотности вышележащих пород [Jaeger, Cook, 1971].

Для морских месторождений необходима коррекция на глубину воды:

$$S_{\mathrm{v}} = \rho_w g z_w + \int_{z_w}^z \rho(z) g \, dz \approx \rho_w g z_w + \overline{\rho} g (z - z_w), \tag{1.6}$$

где ρ_w — плотность воды и z_w — глубина воды.

Так как плотность воды $\rho_w \sim 1$ г/см^3, давление воды (гидростатическое давление) увеличивается с градиентом $0{,}1$ бар/м. Большинство обломочных осадочных пород имеют среднюю плотность около $2{,}3$ г/см^3, что соответствует пористости около $15\,\%$. Таким образом, вертикальное главное напряжение увеличивается по глубине с градиентом $0{,}23$ бар/м. Соответственно, увеличиваются с глубиной величины двух горизонтальных главных напряжений. Некоторые практические проблемы, связанные с вычислением S_{v} по уравнениям (1.5) и (1.6), вызваны тем, что плотностной каротаж часто дает аномально низкую плотность при кавернозном стволе скважины, а на морских скважинах замеры, как правило, проводятся не по всему стволу до морского дна. Это проиллюстрировано на кривой плотности (рис. 1.3). Кривая плотности (верхний график) отчасти зашумлена и отсутствуют данные между морским дном (300 м ниже платформы) и отметкой 1 100 м, поэтому возникает необходимость экстраполяции пористости до морского дна, где пористость достаточно низкая. Интегрирование кривой плотности по уравнению (1.6) позволяет получить вертикальное напряжение как функцию глубины (средний график). Характер увеличения градиента вертикального напряжения с глубиной показан на нижнем графике. Следует отметить, что из-за гидростатического давления и низких плотностей непосредственно ниже морского дна (или линии осадка) градиент вертикального напряжения составляет всего $0{,}2$ бар/м на глубине $4\,270$ м, хотя на глубинах более $2\,440$ м плотность превышает $2{,}3$ г/см^3.

В соответствии с классификационной схемой Андерсона, горизонтальные главные напряжения могут быть меньше или больше вертикального напряжения, в зависимости от геологических условий. Относительные величины главных напряжений зависят от типа разломов, активных в настоящее время в регионе. Как показано на рис. 1.2, вертикальное напряжение доминирует в регионах со сбросовым типом (СБ) ($S_1 = S_{\mathrm{v}}$), и смещение по разлому происходит, когда минимальное горизонтальное главное напряжение (S_{hmin}) на некоторой глубине достигает более низких значений относительно S_{v} и порового давления (глава 4). Наоборот, когда оба горизонтальных напряжения превышают вертикальное напряжение ($S_3 = S_{\mathrm{v}}$), сжатие земной коры происходит посредством образования надвигов (НД), в этом случае максимальное горизонтальное напряжение (S_{Hmax}) значительно превышает вертикальное напряжение. Сдвиговый тип разломов (СД) представляет собой промежуточное состояние напряжений ($S_2 = S_{\mathrm{v}}$), когда максимальное горизонтальное напряжение больше, чем вертикальное, и минимальное горизонтальное напряжение является наименьшим ($S_{\mathrm{Hmax}} \geqslant S_{\mathrm{v}} \geqslant S_{\mathrm{hmin}}$). В этом случае разломы образуются, когда разница между S_{Hmax} и S_{hmin} достигает значительной величины. Углы между направлениями главных напряжений, простиранием и падением активных разломов рассматриваются в главе 5.

Условиями применения концепции Андерсона являются ограничения значений трех главных напряжений прочностными характеристиками земной коры на данной глубине. Обычно верхним пределом величины напряжения является

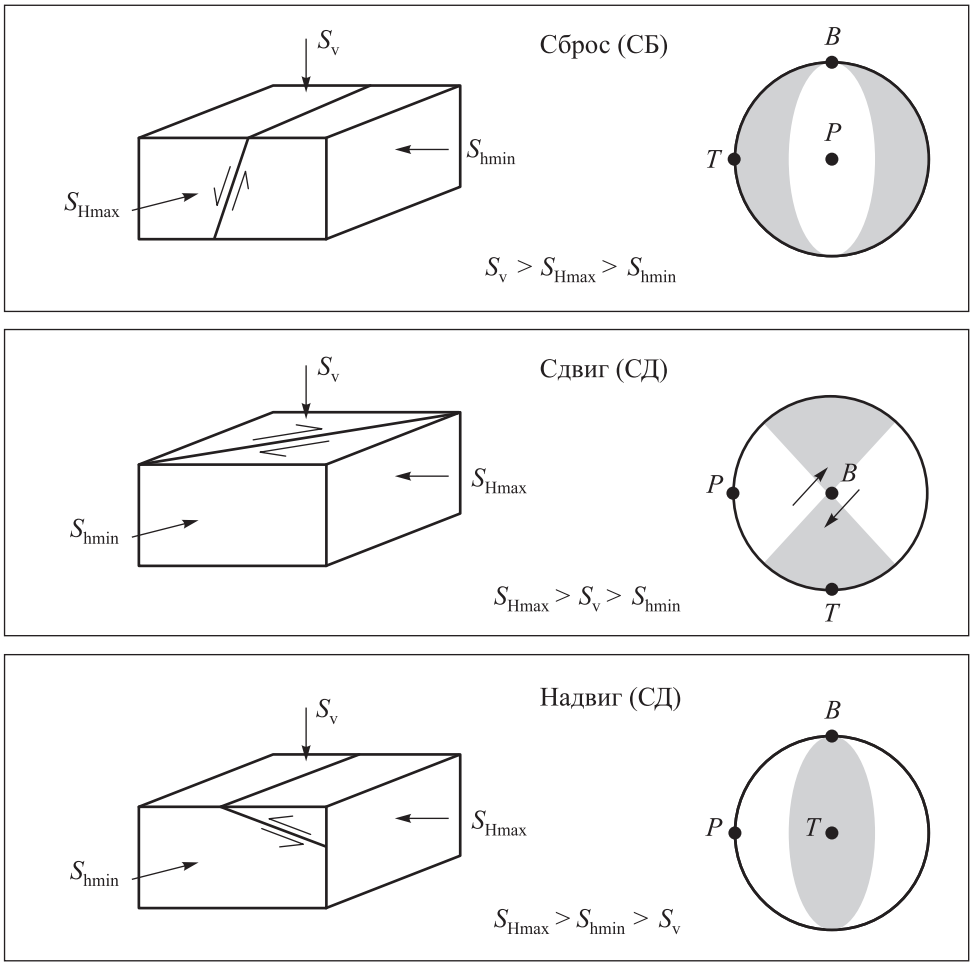


Рис. 1.2. Классификационная схема Андерсона для относительных величин напряжений при различных режимах образования разломов (сброс, сдвиг и надвиг). Фокальный механизм землетрясений (диаграммы справа) рассматривается в главе 5

прочность породы на сжатие. На практике более реальным верхним пределом величин главных напряжений в пластовых условиях являются прочностные характеристики существующих в пласте разломов, обусловленные силами трения, так как обычно все породы на глубине имеют трещины и разломы (глава 4).

Особое внимание в данной книге уделяется современному состоянию напряжений (или состоянию, возникающему при эксплуатации месторождения) в связи с тем, что напряженное состояние используется при решении задач геомеханики месторождений. Диаграммы на рис. 1.2 показывают связь между состоянием напряжений и типом разломов, образующихся при данном состоянии напряжений. В некоторых регионах наблюдается четко выраженное соответствие между наблюдаемым полем напряжений и активными разломами большого масштаба.

Западная Калифорния (рассматривается далее) является таким регионом. Однако есть регионы, где текущее состояние напряжений не соответствует геологическим структурам большого масштаба: причина такого несоответствия в том, что эти структуры образовались в течение предыдущих тектонических режимов, в некоторых случаях эти режимы не активны уже десятки или сотни миллионов лет. В некоторых регионах Земли имеется явное несоответствие между текущими напряжениями активной тектоники и геологическими структурами большого масштаба, определяющими залежи нефти и газа. Таким примером является площадь Тампен Спур в северной части Северного моря (детально рассмотренная в главе 9), где фокальный механизм землетрясений и прямые измерения напряжений указывают на текущее состояние сжимающих напряжений (сдвиговый или надвиговый тип разломов) на большей части площади, но главные геологические структуры связаны с растяжением основных формаций (сбросовый тип разломов и просадки) во время раскрытия северной части Атлантики в меловое время, более 70 миллионов лет назад. Как будет показано в главе 9, напряжения сжатия на этой площади появились в результате литосферных изгибов, возникших в процессе дегляциации и подъема Фенноскандии за последние 20 000 лет. На некоторых площадях северной части Северного моря, после десятков миллионов лет состояния покоя, некоторые разломы сбросового типа начали реактивироваться в сдвиговом или надвиговом направлении в значительном по магнитудам напряжений поле сжатия [Wiprut, Zoback, 2000]. Обратная картина наблюдается в восточных предгорьях Анд, в Колумбии, и в бассейне Монагас на востоке Венесуэлы. Очень высокое горизонтальное сжатие и образование надвигов вызвало формирование в регионе надвигов большого масштаба, однако текущий режим напряжений характеризуется как сжимающий (от сдвигового к сбросовому) [Colmenares, Zoback, 2003].

Изменение напряжений с глубиной

Для определения пределов изменения величин напряжений с глубиной в различных тектонических условиях, приведенных на рис. 1.2, необходимо рассчитать их в зависимости от вертикального напряжения и порового давления P_p. На рис. 1.4 схематически представлены возможные величины напряжений сбросового, сдвигового и надвигового режимов образования разломов, когда поровое давление является гидростатическим (а–в) и когда поровое давление приближается к литостатическому (вертикальному напряжению) на глубине (г–е). Для каждой глубины пределы возможных значений S_{hmin} и S_{Hmax} определяются (i) теорией Андерсона образования разломов (обоснование относительной величины напряжений); (ii) фактом, что минимальное главное напряжение должно всегда превышать поровое давление (для предотвращения гидроразрыва); (iii) разница между максимальным и минимальным главными напряжениями не должна

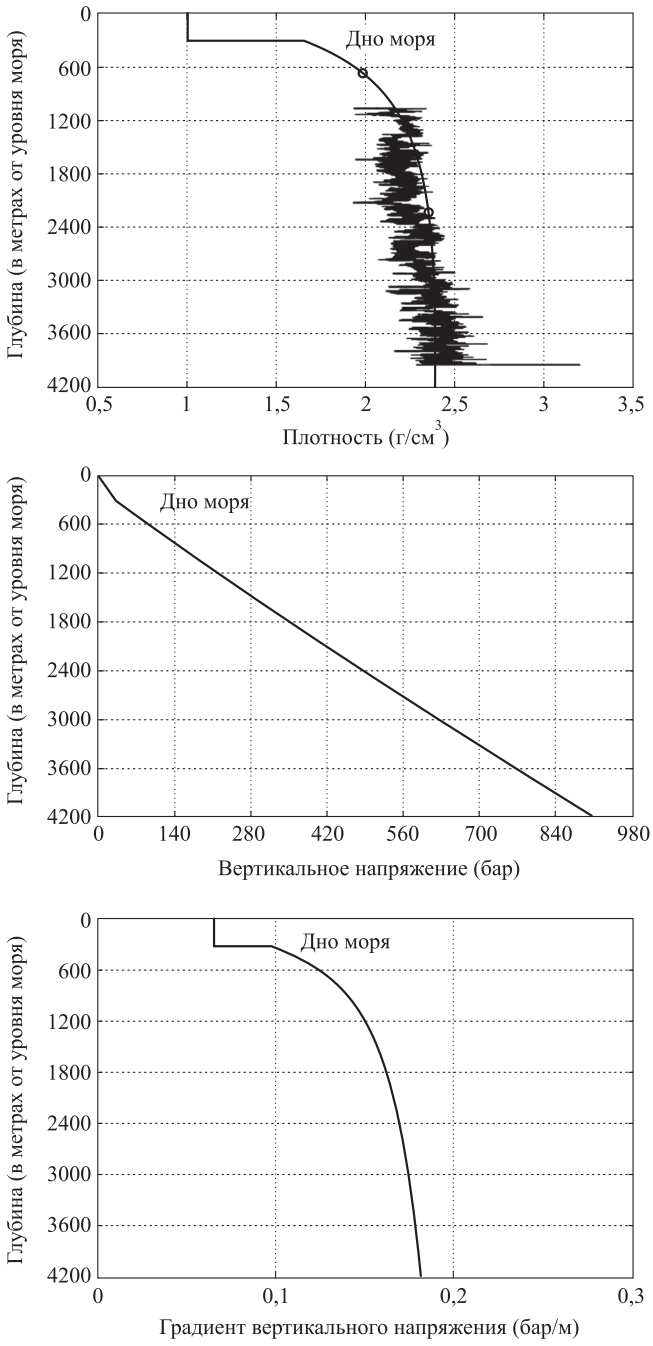


Рис. 1.3. График интегрирования плотностного каротажа (сверху) для оценки вертикального напряжения с глубиной (в центре) или градиента вертикального напряжения (снизу). Вариации плотностного каротажа, равно как и частичное отсутствие данных для расчетов на некоторых глубинах, являются причиной неопределенности в рассчитываемом вертикальном напряжении (см. текст)

превышать прочности земной коры (которая зависит от глубины и порового давления, как будет показано в главе 4). Следует отметить, что на рис. 1.4, а для режима расширения (сбросовый тип), когда поровое давление близко к гидростатическому, минимальное главное напряжение может быть значительно ниже вертикального напряжения (как будет показано в главе 4, нижняя граница S_{hmin} приблизительно равна $0{,}6S_{\mathrm{v}}$). В этом случае максимальное горизонтальное напряжение S_{Hmax} может быть между S_{hmin} и S_{v}. В качестве альтернативы, для тех же значений порового давления, если S_{hmin} составляет более $0{,}6S_{\mathrm{v}}$ (как показано на рис. 1.4, б), это является признаком близкого к сдвиговому состоянию напряжений и S_{Hmax} может превышать S_{v}, что определяет сдвиговый режим образования разломов. Если наименьшее главное напряжение эквивалентно вертикальному напряжению, режим образования разломов становится надвиговым, так как оба горизонтальных напряжения превышают вертикальное (рис. 1.4, в). Как показано на рис. 1.4, а–в, разница между тремя главными напряжениями может быть значительной и увеличиваться с глубиной, когда поровое давление близко к гидростатическому давлению. Это особенно важно при рассмотрении вопросов разрушения стенок скважин (глава 10). Во всех случаях, показанных на рис. 1.4, максимальная разница напряжений $(S_1 - S_3)$ ограничена силой трения земной коры, как описано в главе 4.

Аномально высокое поровое давление на глубине (рис. 1.4, г–е) является причиной небольшой разницы между тремя главными напряжениями. При сбросовом и сдвиговом режиме величина S_{hmin} определяется как минимальное главное напряжение ($S_{\mathrm{hmin}} = S_3$), которое должно увеличиваться при увеличении значения P_p, в связи с тем, что минимальное главное напряжение, за исключением кратковременных эффектов, никогда не может быть меньше порового давления. При сдвиговом и надвиговом режимах ($S_{\mathrm{Hmax}} = S_1$) верхняя граница величины S_{Hmax} в значительной степени определяется высоким поровым давлением (глава 4). Таким образом, когда поровое давление приближается к вертикальному напряжению, оба горизонтальных напряжения должны быть ближе к вертикальному напряжению, независимо от режима образования разломов (сбросовый, сдвиговый или надвиговый).

Измерение напряжений в пластовых условиях

За последние 25 лет в различных частях мира проведено множество измерений напряжений с применением различных технологий. Технологии, описанные в данной книге, используются для измерения напряжений на глубине и применимы для описываемых типов геомеханических задач. Технологии измерения напряжений, такие как колонковое бурение с измерением рельефа деформаций [Amadei, Stephansson, 1997; Engelder, 1993], не рассматриваются, потому что они обычно полезны только при измерениях, близких к дневной поверхности. Тех-

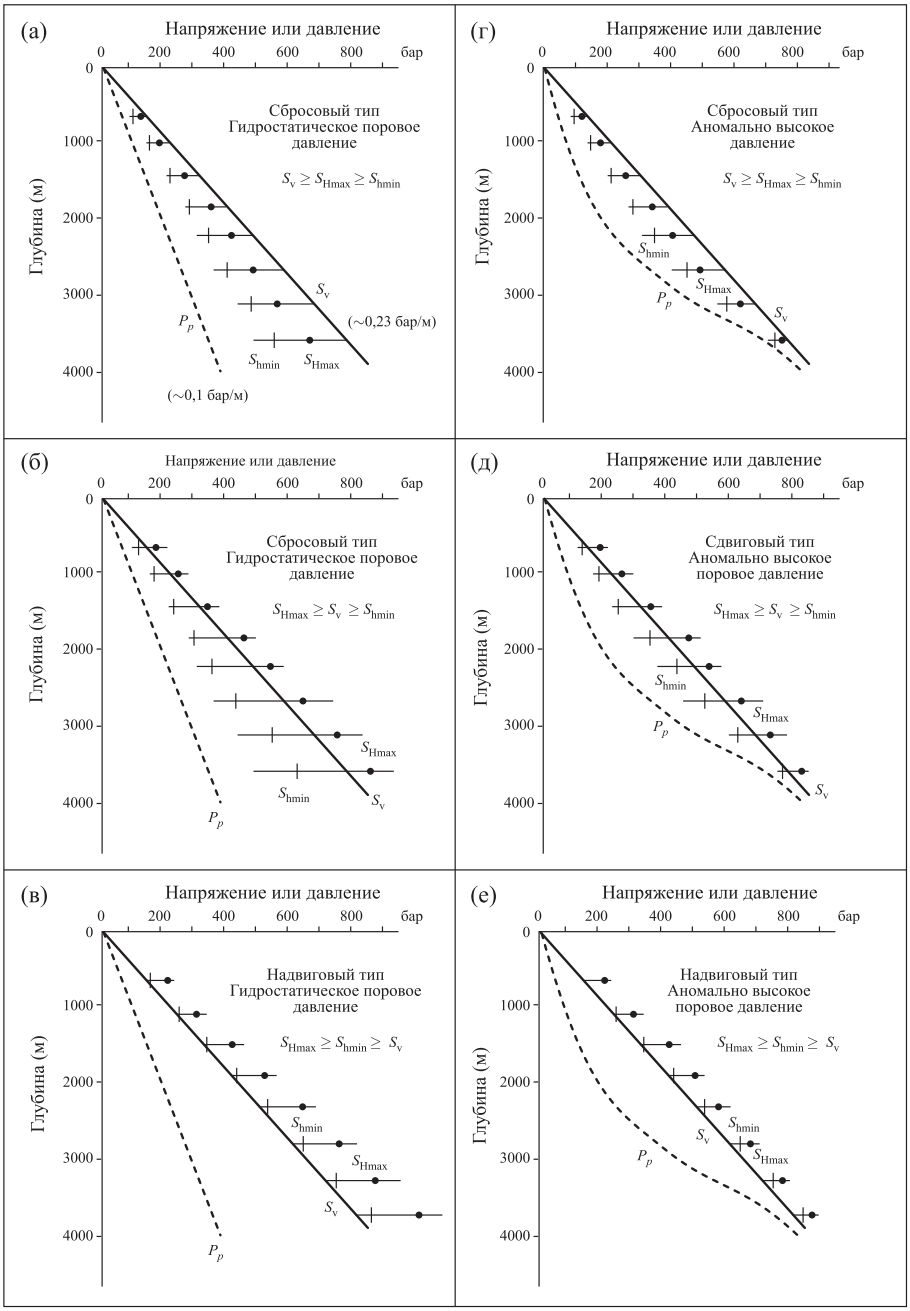


Рис. 1.4. Вариация значений напряжения с глубиной при сбросовом, сдвиговом и надвиговом режимах образования разломов для гидростатического (а–в) и аномально высокого порового давления (г–е). Следует отметить, что разница между главными напряжениями увеличивается с глубиной (благодаря увеличению сил трения в земной коре с глубиной, см. главу 4), но может уменьшаться в результате развития аномально высокого давления, в связи с уменьшением сил трения при увеличении порового давления (глава 4)

нологии восстановления деформаций требуют отбора ориентированного керна по азимуту скважины (такие образцы керна сложно получить), а анализ данных требует цифровой корректировки с учетом условий измерений (поправки на температуру и поровое давление), и детального исследования упругих свойств образцов. Если породы имеют анизотропию (в результате, например, присутствия плоскостей напластования), интерпретация восстановления деформаций может оказаться весьма непростой задачей.

Основные принципы, которые мы используем для определения поля напряжений:

- Предполагается, что горное давление является главным вертикальным напряжением, S_{v}, и определяется путем интегрирования плотностного каротажа, как показано ранее. В главе 8 мы покажем, каким образом, используя параметры трещин растяжения, индуцированных бурением, можно проверить соответствие вертикального напряжения главному.
- Ориентация главных напряжений определяется по наблюдениям в скважинах (глава 6), современным геологическим индикаторам и фокальным механизмам землетрясений (глава 5).
- Величину S_3 (которая соответствует S_{hmin}, за исключением надвигового режима образования разломов) определяют на основе мини-гидроразрывов и тестов на утечку (Leak-Off Test, LOT) (глава 6).
- Поровое давление P_p измеряется непосредственно или оценивается по данным геофизических исследований скважин или сейсморазведки.
- При оценке диапазона изменения параметров необходимо ограничивать только величину S_{Hmax} для реальной оценки полного тензора напряжений как элемента всей геомеханической модели. Ограничения на силы трения в земной коре (рассмотренные в главе 4) обеспечивают диапазон изменения значений S_{Hmax} (как функцию глубины и порового давления). Наблюдения разрушения стенок скважин (вывалы и трещины растяжения, индуцированные бурением) позволяют более точно оценить магнитуду S_{Hmax}. Эта методика рассматривается в главе 7 для вертикальных скважин и в главе 8 для наклонных и горизонтальных скважин.

Процедуры измерения напряжений в пластовых условиях были впервые применены для оценки величин трех главных напряжений на территории горного перевала Каджон-Пасс и в рамках программы «Континентальное глубокое бурение» (ФРГ), в научно-исследовательских буровых проектах [Zoback, Healy, 1992; Zoback, Apel, 1993; Brudy, Zoback, 1997]; весь технологический комплекс определяется как *интегрированная стратегия измерения напряжений*, нашедшая применение в широком диапазоне условий [Zoback, Barton, 2003]. Геомеханические модели, основанные на данной технологии, приведены в примерах (главы 9–12, таблица 1.2) и дают читателю полное представление о методах оценки горизонтальных главных напряжений, рассмотренных в следующих главах.

Таблица 1.2. Методы определения главных напряжений

Метод	Глава
Ориентация напряжений	
Вывалы стенок скважин, возникшие под воздействием напряжений	6
Индуцированные напряжением трещины растяжения на стенках скважин	6
Ориентация трещин гидроразрыва	6
Механизм фокальных плоскостей землетрясений	5
Анизотропия поперечных волн	8
Относительная величина напряжений	
Механизм фокальных плоскостей землетрясений	5
Абсолютная величина напряжений	
Гидроразрыв/тесты на утечку	7
Моделирование индуцированных напряжением вывалов стенок скважин	7, 8
Моделирование индуцированных напряжением трещин растяжения на стенках скважин	7, 8
Моделирование вращения вывалов стенок скважин в результате смещения по разлому	7

Индикаторы для определения ориентации и относительных величин напряжений

В работе [Zoback и Zoback, 1980] показано, что различные типы данных, связанных с напряжениями, можно использовать для подготовки карт ориентации и относительных величин напряжений в региональном масштабе. Критерии качества измерений напряжений для различных типов индикаторов напряжений предложены в работах [Zoback и Zoback, 1989, 1991] и рассматриваются детально в главе 6. Основным фактом, на который обращают внимание авторы, является рассмотрение только данных по напряжениям с глубин более нескольких сотен метров. Это позволяет исключить при анализе множество нетектонических, связанных с поверхностью источников напряжений (например: топография, термальные эффекты и выветривание), имеющих значительное влияние при малых тектонических напряжениях [Zoback, Zoback, 1991]. Уже первые попытки построения карт напряжений убедительно показали, что при тщательном контроле качества данных распределение напряжений для больших регионов Земли может быть достоверно отражено на картах и интерпретировано совместно с геологическими процессами большого масштаба. Критерии, предложенные авторами [Zobak, Zobak, 1991], были применены в Международной программе по литосфере проекта Мировой карты напряжений, большой совместной работе по подготовке и анализу данных учеными 30 стран (Zoback, 1992). Сегодня база Мировой карты напряжений (World Stress Map, WSM) имеет около 10 000 определений и поддерживается Гейдельбергской академией наук и Геофизическим институтом Университета Карлсруэ (http://www.wsm.physic.uni-karlsruhe.de/).

Далее приводится краткое описание индикаторов напряжений и их связь с напряжениями, рассматриваемыми в данной книге. Как показано в таблице 1.2, эти технологии рассматриваются детально в соответствующих главах.

Измерение напряжений в скважинах

Большинство классических технологий измерения напряжений, применяемых в скважинах, являются технологиями гидроразрыва [Haimson, Fairhurst, 1970]. В процессе бурения скважин напряжения, которые поддерживались извлекаемым материалом, передаются в область, окружающую скважины. Результирующая концентрация напряжений хорошо известна в терминах теории упругости и усиливает разницу амплитуд напряжений между удаленным полем главных напряжений до 4 раз (глава 6). В идеальных условиях запись следов гидроразрыва в скважинах может применяться для определения ориентации напряжений. Однако такие измерения обычно ограничены плотными породами и относительно небольшими глубинами (до 3 км), где гидроразрыв открытого ствола возможен. На большинстве нефтяных и газовых скважин гидроразрыв нельзя использоваться для определения ориентации напряжений в связи с возможностью повреждения обсадки стволов скважины и скважинного оборудования. Как рассмотрено в главе 6, гидроразрыв позволяет определить величину минимального главного напряжения с некоторой точностью [Zoback, Haimson, 1982].

Наблюдения индуцированных напряжением вывалов являются очень эффективной технологией для определения ориентации напряжений в скважинах (глава 6). Вывалы относятся к природным процессам разрушения при сжатии, которые встречаются, когда максимальное кольцевое напряжение вокруг отверстия в достаточной степени превышает прочность пород, что и становится причиной разрушения части пород вокруг ствола скважины при сжатии [Bell, Gough, 1983; Zoback, Moos, 1985; Bell, 1989]. В простом случае вертикальной скважины, когда S_{v} является главным напряжением, это приводит к появлению индуцированных напряжением вывалов, которые формируются по азимуту минимального горизонтального напряжения. Вывалы являются важным источником информации по напряжениям, в связи с их повсеместностью в нефтяных и газовых скважинах во всем мире и возможностью получения информации по ориентации напряжений на значительном интервале глубин одиночных скважин. Детальные исследования показали, что эта ориентировка достаточно однообразна с глубиной и зависит от литологии и возраста породы [Plumb, Cox, 1987; Castillo, Zoback, 1994]. Вывалы, появляющиеся в наклонных скважинах, значительно сложнее для анализа [Peska, Zoback, 1995], и будут рассмотрены отдельно в главе 8; их также можно использовать для получения информации об ориентации и величинах напряжений.

Трещины растяжения, индуцированные бурением и являющиеся другим типом разрушения стенок скважин, тоже позволяют получить полезную информацию об ориентации напряжений [Moos, Zoback, 1990; Brudy, Zoback, 1999]. Эти

трещины формируются на стенках скважин по азимуту максимального горизонтального напряжения, когда кольцевое напряжение, действующее вокруг ствола, превышает прочность породы на растяжение. Как показано [Wiprut, Zoback, 2000], трещины растяжения, индуцированные бурением, помогут определить ориентацию напряжений с большой детальностью и точностью. Так же, как и вывалы, трещины растяжения, индуцированные бурением, наблюдаются в наклонных скважинах [Brudy, Zoback, 1993; Peska, Zoback, 1995] и могут быть использованы для получения информации об ориентации и величинах напряжений (глава 8).

Фокальный механизм землетрясений

В связи с широким распространением механизм фокальных плоскостей землетрясений претендует на роль повсеместного индикатора напряжений в земной коре. Хотя метод, использующий для расчетов фокальный механизм землетрясений, несомненно, дает важную информацию о величине напряжений и относительной ориентации, полученную путем наблюдения фокального механизма, данные этого метода должны интерпретироваться с осторожностью. Фокальный механизм более детально рассматривается в главе 5. Распространение сейсмических волн от очага землетрясения позволяет определить фокальный механизм землетрясения, как показано на диаграммах справа на рис. 1.2. Необходимо определить два типа информации о напряжениях, полученной из представительных данных по фокальным механизмам землетрясений. (Под представительными данными мы понимаем регистрацию землетрясений значительным числом сейсмографов, которые обеспечивают достоверное определение ориентации фокальных плоскостей.) Во-первых, тип образования разлома, инициирующего землетрясение, должен быть определен (сброс, сдвиг или надвиг) с указанием относительных величин S_{Hmax}, S_{hmin} и S_{v}. Во-вторых, ориентация осей P (сжатия), B (промежуточной) и T (растяжения) (которая определяется в соответствии с ориентацией плоскости разлома и вспомогательной плоскости) дает приблизительное направление напряжений. К сожалению, эти оси иногда ошибочно принимаются за ориентацию напряжений S_1, S_2 и S_3: следует помнить о том, что оси P, B и T — это только приблизительные индикаторы ориентации напряжений (глава 5), хотя сбор данных о разнообразных фокальных механизмах на исследуемой территории можно интерпретировать для достоверного определения поля напряжений. Фокальный механизм землетрясений вдоль границ литосферных плит, таких как Сан-Андреас в Калифорнии, нельзя использовать для определения ориентации напряжений из-за низкой силы трения. В этих случаях механизм фокальных плоскостей является индикатором кинематики смещения по разлому (относительных смещений плит) и не имеет тесной связи с ориентацией главных напряжений [MacKenzie, 1969].

Геологические индикаторы напряжений

Существует два основных типа относительно современных геологических данных, которые могут быть использованы для определения напряжений: (1) ориентация магматических даек или цепи вулканических конусов, которые формируются в плоскостях, нормальных к наименьшему главному напряжению [Nakamura, Jacob, 1977], данные о которой получены методом гидроразрыва магмой (глава 7); (2) данные о смещении по разломам, в частности, обработка совокупности поверхностей (зеркала скольжения) на разломе, по аналогии с фокальным механизмом землетрясений, рассмотренным выше. Конечно, термин «современный геологический процесс» относительно часто достаточно субъективен, но, по существу, понимается как особенность, характеризующая активные современные тектонические процессы в регионе. В большинстве случаев данные четвертичного возраста используются для представления самых молодых деформаций. Данные, полученные из наблюдений современных смещений по разломам, можно интерпретировать для определения наилучшего соответствия тензору напряжений.

Распределение региональных напряжений

Авторы работы [Zoback и Zoback, 1980] показали, что существует возможность определения специфических зон напряжений, регионов с постоянной ориентацией и близкими значениями напряжений, которые соотносятся с физико-географическими областями, определяемыми топографией, тектоникой и структурами земной коры. На рис. 1.5 показана ориентация максимального горизонтального напряжения для Северной Америки, взятая из базы данных WSM. В легенде указаны различные типы индикаторов напряжений. Благодаря хорошей плотности данных, для построения использовались только данные высокого качества (данные ранга A и B, как определено в главе 6, представленные линиями различной длины). Где это известно, тектонический режим (сбросовый, сдвиговый или надвиговый) представлен цветовыми символами. Данные получены, в основном, в результате анализа вывалов стенок скважин, наблюдений фокальных механизмов землетрясений, замеров напряжений в пластовых условиях (на глубинах более 100 м) и современных (менее 2 млн лет) геологических индикаторов. Эти данные, представленные и описанные в работе [Zoback, Zoback, 1991], показывают, что значительные регионы Североамериканского континента (большинство регионов восточнее Скалистых гор), имеют относительно постоянную ориентацию напряжений. Там, где встречаются разные типы ориентации напряжений, например на востоке США, корреляция между разными типами индикаторов напряжений достаточно хорошая. Распределение данных по Северной Америке неравномерно, отсутствуют данные по скважинам, землетрясениям или молодым геологическим индикаторам в большей части регионов внутри лито-

сферных плит; таким образом, остаются большие регионы, где состояние напряжений неизвестно, тогда как плоскости фокальных механизмов землетрясений определены по всей южной Калифорнии (именно поэтому отдельные точки определения напряжений не отражены в масштабе данной карты).

Две оценки напряжений в земной коре могут быть сделаны в соответствии с различными типами индикаторов напряжений. Во-первых, нет существенных изменений ориентации поля напряжений в верхних слоях земной коры: до 2–5 км, где собирают основной объем данных по разрушению стенок скважин и измерению напряжений, и 5–20 км, где происходят основные землетрясения. Во-вторых, единообразная картина поля региональных напряжений наблюдается несмотря на тот факт, что измерения проведены на различных типах пород и в различных геологических областях. Таким образом, критерии, используемые для определения напряжений, рассматриваемых в соответствующих главах, являются корректными. Данные, значительно искаженные нетектоническими источниками напряжений или другими источниками шума, эффективно определяются при интерпретации. Состояние напряжений земной коры на очень незначительных глубинах (до 100 м от поверхности) далее не рассматривается по двум причинам. Во-первых, эти вопросы за пределами рассмотрения данной книги (см. [Amadei, Stephansson, 1997]). Во-вторых, измерения напряжений в пластовых условиях на незначительных глубинах не могут быть использованы для интерпретации тектонических напряжений, так как тектонические напряжения на этих глубинах очень малы (из-за низких сил трения и прочности на растяжение приповерхностных пород) а также из-за значительного количества нетектонических процессов, включая термальные эффекты и сильное влияние напряжений от неровностей земной поверхности [Engelder, Sbar, 1984]. Как правило, только измерения напряжений в пластовых условиях, выполненные на глубинах более 100 м, являются независимыми от типа пород, пространственно однородны и совместимы с данными механизма фокальных плоскостей землетрясений, относящихся к значительно бóльшим глубинам. Это подразумевает, что технологии, применяемые в скважинах, и данные наблюдений землетрясений могут использоваться вместе (со значительной осторожностью) для характеристики поля напряжений земной коры.

Важно отметить, что относительно постоянная ориентация и величины напряжений, наблюдаемые на рис. 1.5, также наблюдаются в ряде более мелких масштабов. Например, поле напряжений в центральной Калифорнии вблизи разлома Сан-Андреас (в активно деформирующейся складке надвигового пояса, в условиях активной тектоники плит) в основном достаточно однородно (рис. 1.6) [Castillo, Zoback, 1994]. За исключением самой южной части долины Сан-Хоакин (рассматриваемой далее), здесь сохраняется общее направление (СВ-ЮЗ) максимального горизонтального напряжения, представленного по данным разных методов (по вывалам стенок скважин и фокальным механизмам землетрясений); данные имеют достаточно хорошую корреляцию. Оба набора

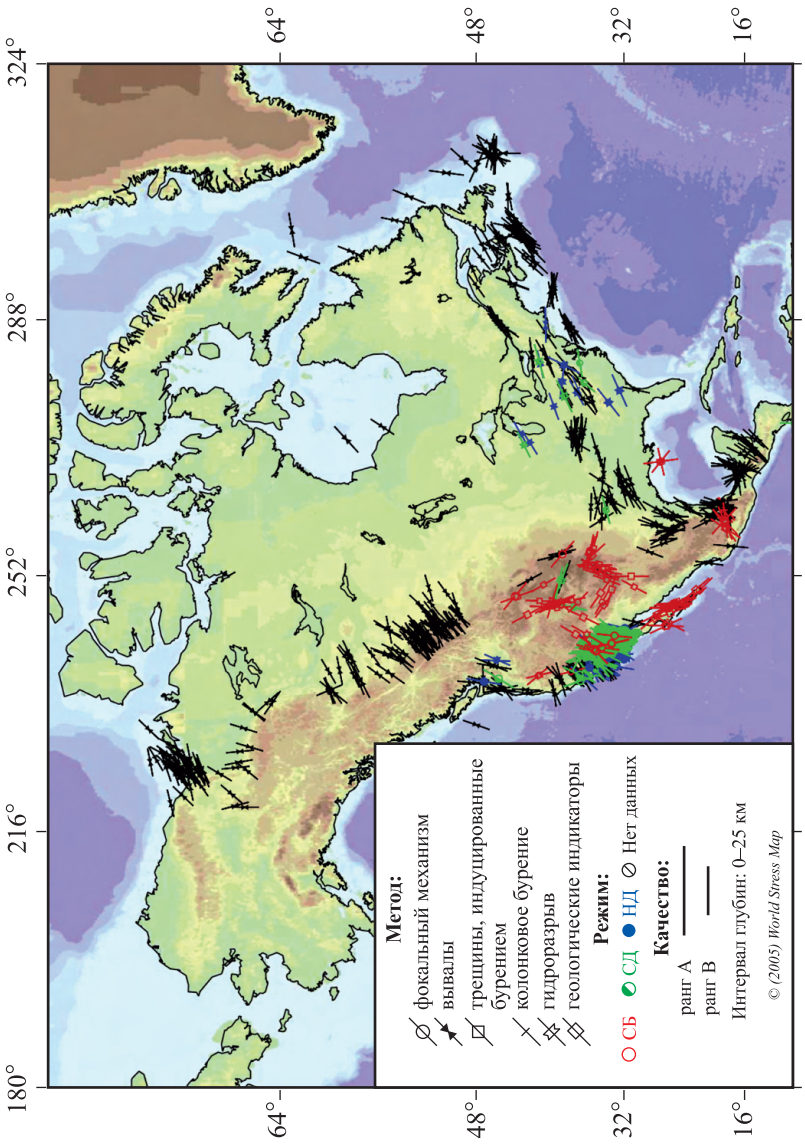


Рис. 1.5. Направления максимального горизонтального напряжения (S_{Hmax}) для Северной Америки (база данных WSM, http://www.wsm.physic.uni.karlsruhe.de/), наложенные на топографическую и батиметрическую основу [Zoback, Zoback, 1991]. Показаны данные только рангов качества A и B

перпендикулярны простиранию осей текущих активных складок (пунктирные линии) и надвигам [Mount, Suppe, 1987; Zoback, Zoback, 1987]. Следует отметить, что простирание разлома Сан-Андреас, субпараллельных складок и части надвига изменяется ближе к восточному направлению в южной части площади, и направление максимального горизонтального напряжения также изменяется на расстоянии около 100 км, смещаясь в северном направлении.

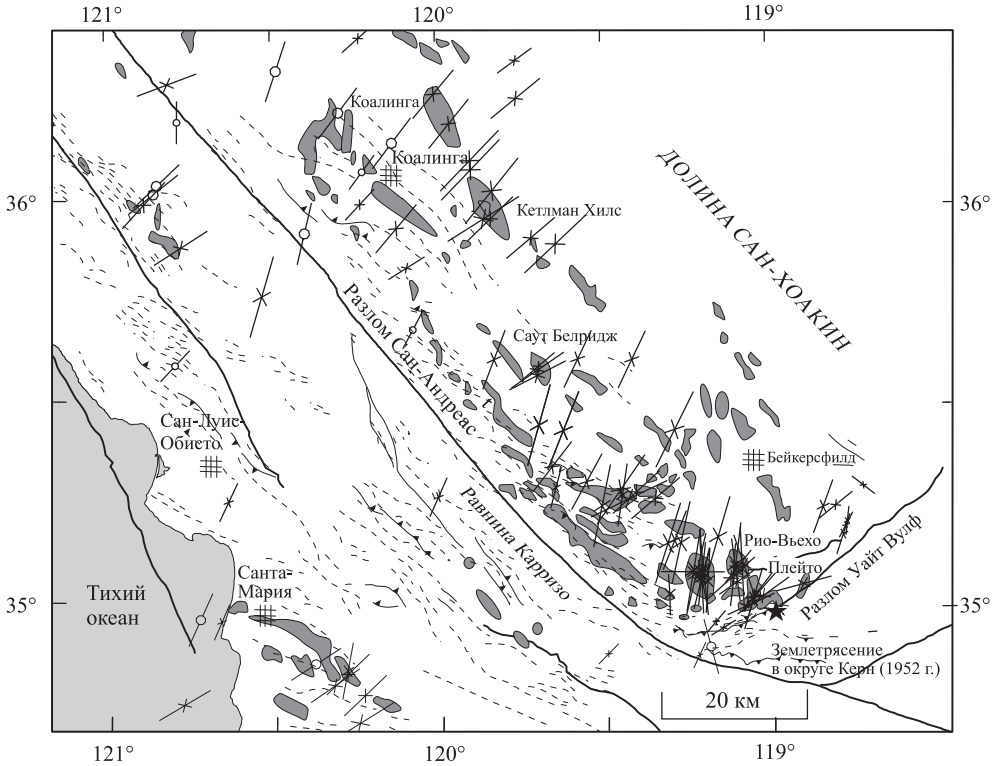


Рис. 1.6. Карта напряжений центральной Калифорнии (Castillo, Zoback, 1994), показывающая направления S_{Hmax}, полученные по данным вывалов стенок скважин (направленные внутрь стрелки) и механизмам фокальных плоскостей землетрясений (символы с незакрашенными кружками)

Такие проявления имеют большое значение в распределении данных в южной части долины Сан-Хоакин (рис. 1.7), где относительно одинаково ориентированные напряжения действуют внутри отдельных нефтяных и газовых месторождений. Ориентация напряжений в южной части долины Сан-Хоакин сформировалась под воздействием землетрясения 1952 года в округе Керн, магнитудой 7.8 (рис. 1.7), которое произошло до начала бурения скважин, использованных для оценки напряжений [Castillo, Zoback, 1995]. Тщательное изучение поля напряжений на данной площади показывает, что изменения поля напряжений достаточно значительны, и они также систематично повторяются. Состояние напряжений на

месторождениях, прилегающих к разломам и вовлеченных в землетрясение 1952 года (Сан-Эмидио, Лос-Лобос, Плейто, Уилер-Ридж, Норт-Теджон), строго зависит от изменений напряжений в земной коре, вызванных землетрясением. Месторождения, расположенные дальше к северу (Йоуламн, Йоуламн Норт, Палома, Рио-Вьехо), не показывают значительного влияния землетрясения 1952 года по сравнению с региональными изменениями простирания разлома Сан-Андреас и связанных с ним складок и разломов, отмеченных выше. Таким образом, на площадях, сложных по геологическому строению, наблюдаемое распределение напряжений (которое не может быть предсказано априори) измеряется по регулярно собираемым данным, а результаты затем используются для анализа распространения трещин гидроразрыва и стабильности стволов скважин. Локализованные нарушения напряжений, индуцированные разломами, также наблюдаются в масштабе отдельных скважин и стволов (глава 11).

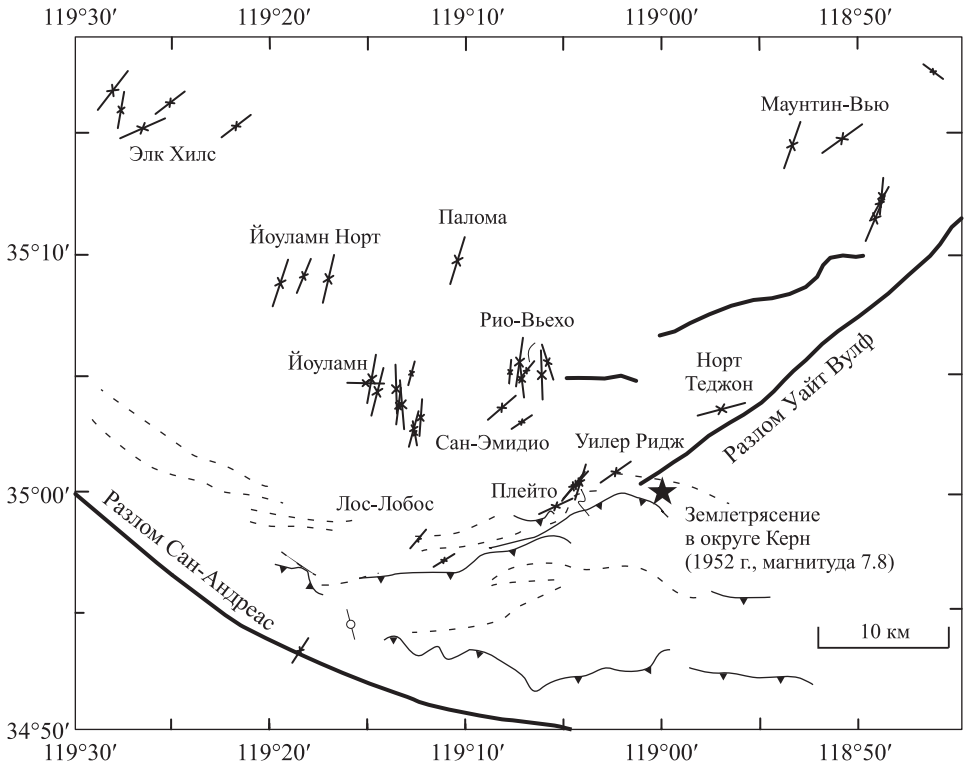


Рис. 1.7. Карта напряжений южной части долины Сан-Хоакин по данным вывалов стенок скважин [Castillo, Zoback, 1994]. На состояние напряжений на данной площади значительное влияние оказало землетрясение в округе Керн (1952 год)

Индуцированные бурением трещины растяжения на стенках скважин (рассмотренные в главах 6 и 7) представляют непротиворечивую картину ориентации напряжений в нефтяных месторождениях Северного моря (рис. 1.8). Наблюдает-

ся в основном постоянная ориентация напряжений с незначительным вращением на расстоянии 40–100 км. Это площадь пассивной континентальной окраины, где текущие величины напряжений находятся под воздействием эффектов ледниковой разгрузки и изгибов литосферных плит. В то время как состояние сжимающих напряжений (сдвиг/сброс) в Западной Европе имеет ориентацию ССЗ–ЮЮВ, состояние напряжений в северной части Северного моря показывает вращение против часовой стрелки и увеличение величин напряжений (к сдвиго-надвиговому типу поля напряжений) на площадях, в большей степени испытавших воздействие бывшего ледникового щита. Как показано в главе 9, эти изменения поля напряжений могут быть результатом дегляциации за последние 15 000 лет.

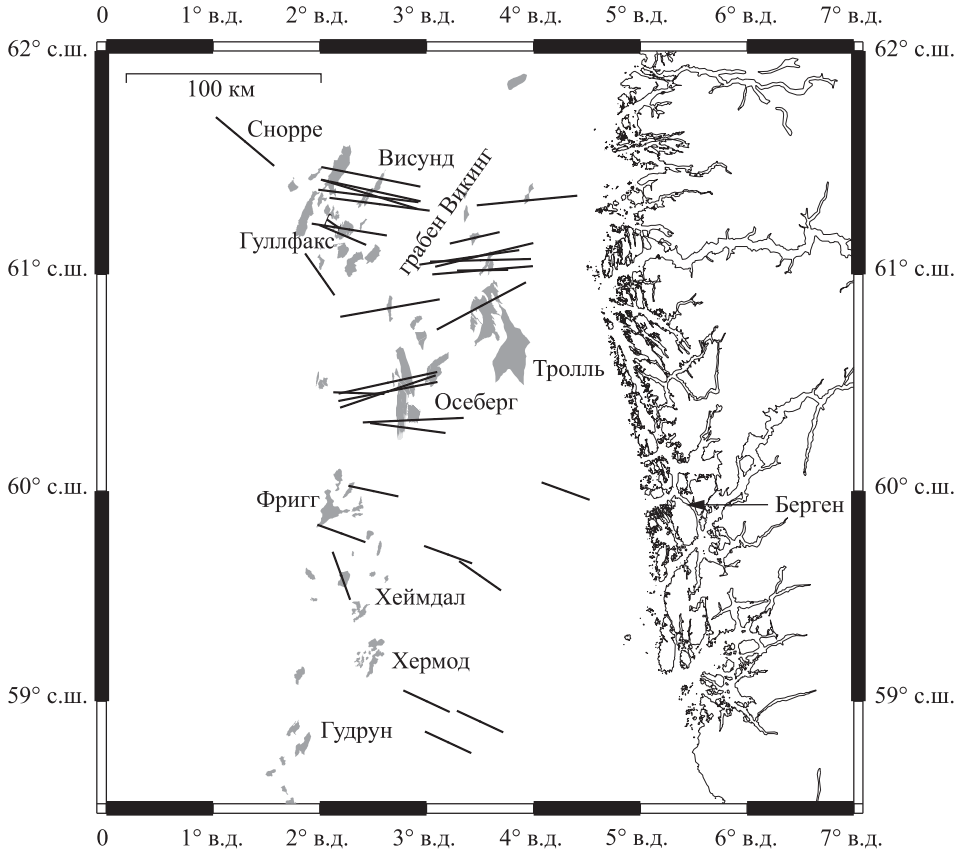


Рис. 1.8. Карта напряжений северной части Северного моря, определенных по данным трещин растяжения, индуцированных бурением, и вывалов стенок скважин [Grollimund, Zoback, 2001]

На рис. 1.9 представлено поле обобщенных напряжений и сейсмотектоническая карта северной части Южной Америки [Colmenares, Zoback, 2003]. Ориен-

тация восток-запад исключительно напряжений сжатия наблюдается в Эквадоре, в Андах, отражая влияние сближения между Южно-Американской плитой и плитой Наска, как направления максимального сжатия в сторону движения плиты Наска (одиночная стрелка) относительно стабильной внутренней части Южной Америки. К северу направление сжатия поворачивается к СЗ-ЮВ и уменьшается по величине, в результате наблюдается больше разломов сдвигового типа. В сторону Кордильера-де-Мерида и бассейна Маракайбо в Венесуэле, субдукция Карибской плиты под Южно-Американскую может влиять на наблюдаемые направления максимальных напряжений сжатия в регионе. Далее на восток ориентация напряжений продолжает вращаться и величина напряжений продолжает уменьшаться. В целом поле напряжений в северной части Южной Америки находится под влиянием разнообразных сложных геологических процессов. Несмотря на это, как и в случае с южной частью долины Сан-Хоакин, тщательный анализ возможных данных показывает постоянные поля напряжений в пределах отдельных регионов и определяет систематические изменения поля напряжений от региона к региону.

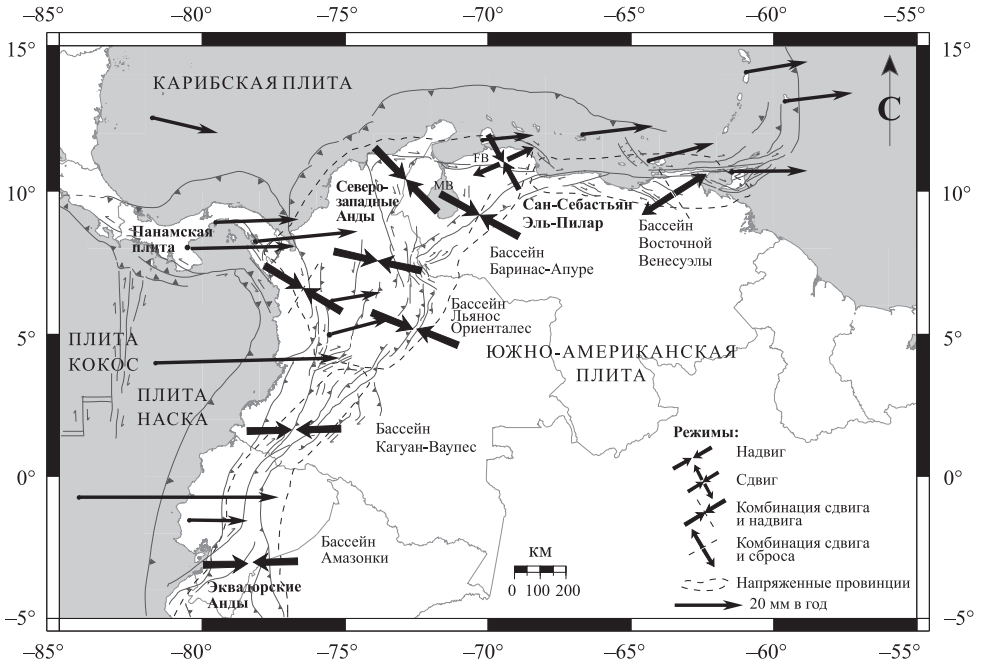


Рис. 1.9. Обобщенная тектоническая карта северной части Южной Америки. Двойные стрелки, обращенные внутрь, показывают направление S_{Hmax}, двойные стрелки, обращенные наружу, указывают направление S_{hmin}. Провинции напряжений, показанные на рисунке, описаны в работе [Colmenares, Zoback, 2003]. Векторы скорости GPS (одиночные стрелки) отражают скорости относительно Южной Америки

Поверхности раздела без трения

В связи с тем, что главные напряжения перпендикулярны и параллельны любой плоскости без напряжений сдвига, ориентировка главных напряжений изменяется в присутствии пластичных соляных структур или формаций с аномально высоким давлением. В обоих случаях материал настолько пластичен, что напряжение сдвига не может действовать на границе между солью (глиной с аномально высоким поровым давлением) и соседними формациями. Это означает, что возникает тенденция переориентации самих главных напряжений перпендикулярно и параллельно ориентации относительно этих плоскостей. Показано [Yassir, Bell, 1994], что ориентация максимального горизонтального напряжения на шельфе Шотландии непосредственно связана с наклонной поверхностью глин с аномально высоким поровым давлением. В Мексиканском заливе ориентация напряжений локально подвержена влиянию соляных структур [Yassir, Bell, 1997].

Ясно, что игнорирование влияния соляных тел на ориентацию и величины напряжений может привести к разрушению дорогостоящих скважин. В случаях, схематично изображенных на рис. 1.10, планируемые скважины будут подвержены влиянию измененного состояния напряжений вокруг соляной структуры. Поскольку главные напряжения ориентируются параллельно и перпендикулярно к ее поверхности, линии на рис. 1.10, б схематически показывают, как максимальное и минимальное главные напряжения могут быть искривлены в присутствии солей. В данном случае траектория скважины проходит ниже соляного тела. Таким образом, главные напряжения вдоль траектории скважины значительно отклоняются от горизонтали и вертикали, и это должно быть учтено при оценке стабильности такой скважины. В двух случаях, приведенных на рис. 1.10, а, траектории скважин предполагают бурение через тело солей, поэтому изменение поля напряжений ожидается выше, внутри и ниже соляного тела.

Теоретический анализ идеализированного соляного тела на глубине проведен в работе [Fredrich, Coblentz, 2003], где использовано моделирование методом нелинейных конечных элементов для иллюстрации вариации напряжений вокруг и внутри соляного тела. Такие расчеты, проведенные в соответствии с принципами стабильности наклонных скважин (как рассмотрено в главах 8 и 10), могут быть необходимыми для предотвращения разрушения дорогостоящих скважин в областях с особенно сложным полем напряжений. Некоторые из наиболее интересных примеров в работе [Fredrich, Coblentz, 2003] заключаются в том, что напряжения внутри соляного тела не всегда однородно эквивалентны литостатическому (что предполагается в общем случае) и некоторые проблемы возникают при бурении через подошву соляной структуры, которая обычно окружена очень непрочными породами в гипотетической зоне обломочных россыпей, и в действительности могут быть связаны с концентрацией напряжений.

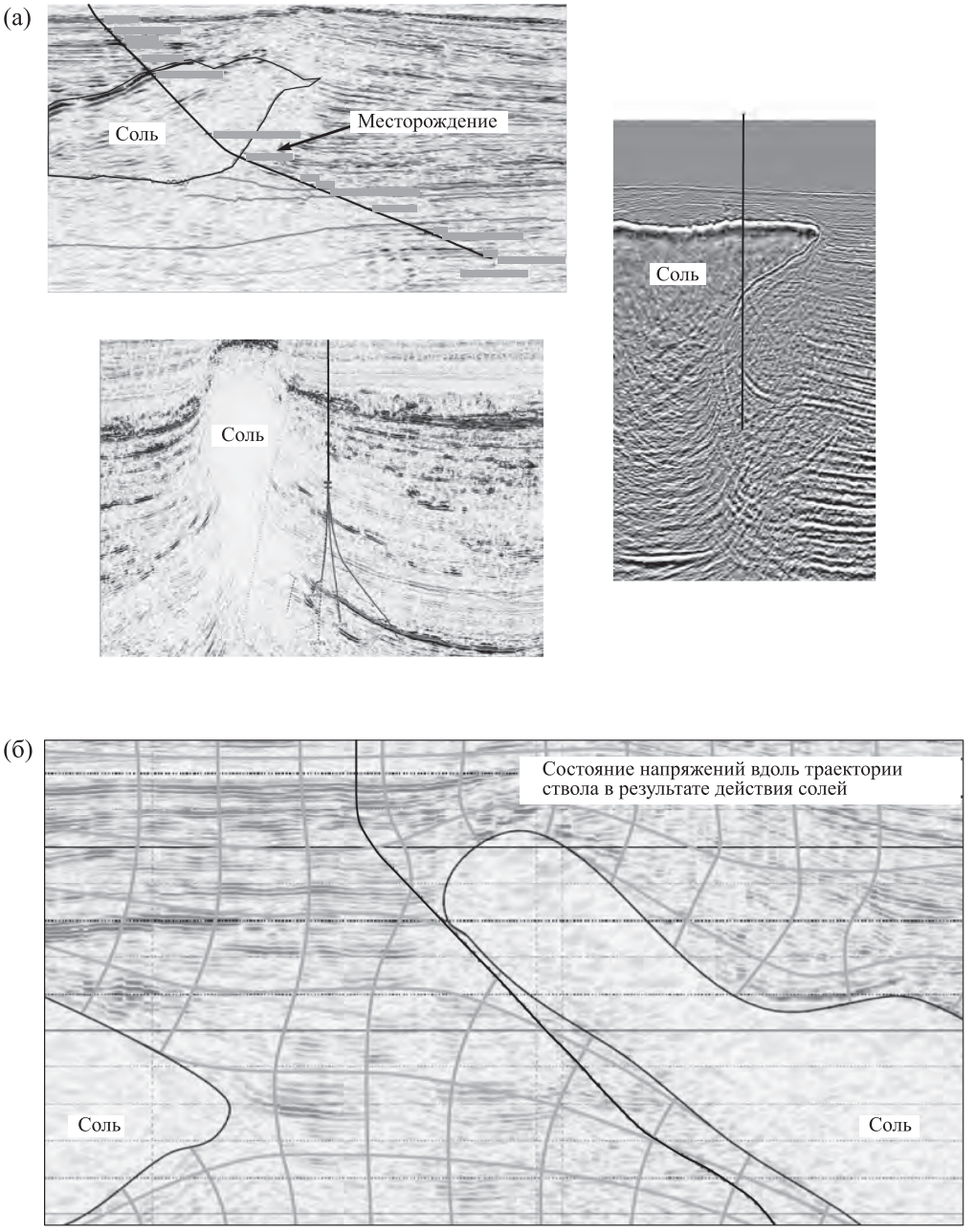


Рис. 1.10. (а) Сейсмические разрезы и траектории скважин вблизи соляных тел в глубоководной части Мексиканского залива, где состояние напряжений вокруг и внутри соляных тел может иметь значительное влияние на бурение и стабильность стволов скважин [Fredrich, Coblentz, 2003]. (б) Сейсмический профиль вблизи двух других соляных тел в Мексиканском заливе. Присутствие солей значительно искажает траекторию напряжений по горизонтали и вертикали, потому что поверхность солей не поддерживает напряжения сдвига

Глава 2

Поровые давления в осадочных бассейнах

Поровые давления имеют большое значение в геомеханике месторождения. В главе 1 особое внимание уделяется факту тесной связи поровых давлений и величин напряжений (рис. 1.4). Важность влияния поровых флюидов и поровых давлений на физические свойства залежей рассматривается в главе 3 в контексте эффективных напряжений (разницы между полным напряжением, приложенным извне и действующим на матрицу породы, и поровым давлением) и пороупругости. В главе 4 показано, что поровое давление влияет на прочность как монолитных, так и трещиноватых пород. Повышенное поровое давление предопределяет значительный риск во время бурения скважины и является важным ограничителем плотности (веса) бурового раствора, используемого при бурении (глава 10). Повышенное поровое давление также оказывает влияние на нефтенасыщенные интервалы и возможность активации тектонических разломов (глава 11). Изменение порового давления в залежах, связанное с разработкой (истощением), может стать причиной значительных деформаций залежи, включая уплотнение и потерю проницаемости (особенно в слабосцементированных и рыхлых породах), а также активировать разломы сбросового типа в некоторых залежах (глава 12).

В настоящей главе представлены некоторые фундаментальные принципы, связанные с поровым давлением. Во-первых, дается определение термина и рассматриваются процессы, связанные с изменением порового давления. Во-вторых, обсуждаются причины, по которым залежь может быть гидравлически разделена на отдельные блоки с разными давлениями и характеристиками притока. В-третьих, кратко описаны некоторые предполагаемые механизмы возникновения повышенного порового давления. Заключение посвящено определению взаимосвязи между поровым давлением, эффективным напряжением и пористостью. Характер уменьшения пористости пород можно использовать для оценки порового давления по сейсмическим данным (до бурения) или в относительно непроницаемых породах (таких, как глины) по данным геофизических исследований скважин. Существует целый ряд обобщающих работ по изучению порового давления в осадочных бассейнах [Law, Ulmishek, 1998; Huffman, Bowers, 2002; Mitchell, Grauls, 1998], авторы которых рассматривают объект данной главы с большей детальностью.

Основные определения

Как представлено на рис. 2.1, поровое давление определяется как скалярный гидравлический потенциал, действующий внутри взаимосвязанного порового пространства на некоторой глубине. Величина порового давления на глубине обычно описывается во взаимосвязи с гидростатическим (или нормальным) давлением, которое ассоциируется со столбом воды от поверхности до заданной глубины. Гидростатическое поровое давление (P_p^{hydro}) увеличивается с глубиной с градиентом $0{,}1$ бар/м (в зависимости от содержания солей в воде). Гидростатическое поровое давление (P_p^{hydro}) действует на открытые и взаимосвязанные поры, а также на сеть трещин, от земной поверхности до глубины замера.

$$P_p^{\mathrm{hydro}} = \int_0^z \rho_w(z) g dz \approx \rho_w g z_w. \tag{2.1}$$



Рис. 2.1. Поровое давление на глубине может быть представлено через гидравлический потенциал, определенный относительно земной поверхности. Верхней границей порового давления является вертикальное напряжение S_{v}

Поровое давление может превышать гидростатическое в замкнутом объеме. Верхней границей порового давления является вертикальное напряжение S_{v}, и иногда удобно выражать поровое давление через величину $\lambda_p = P_p/S_{\mathrm{v}}$, представляющую отношение порового давления к вертикальному напряжению. *Литостатическое* поровое давление предполагает, что давление в порах пород эквивалентно вертикальному напряжению S_{v}. Из-за достаточно малой прочности пород на растяжение (глава 4) поровое давление всегда меньше минимального главного напряжения S_3.

Поровое давление в данной книге рассматривается, как правило, в квазистатическом состоянии, то есть не учитываются градиенты давлений, связанные с движением флюида, за исключением тех случаев, когда депрессия (разница между давлением в скважине и в пласте) оказывает влияние на стабильность ствола скважины (глава 10). В последующих главах мы полагаем, что поровое давление постоянно на момент проведения расчетов.

На рис. 2.2 показано изменение порового давления с глубиной по наблюдениям на месторождении Монте-Кристо, которое расположено вдоль техасского побережья Мексиканского залива [Engelder, Leftwich, 1997]. Характер изменения порового давления на этом месторождении аналогичен тому, что наблюдается в нефтяных и газовых провинциях Мексиканского залива и во многих других осадочных бассейнах, где встречается повышенное давление. На относительно небольших глубинах (в данном случае до 2 440 м) поровое давление можно рассматривать как гидростатическое. Предполагается, что столб флюида, характеризующего поровое пространство, простирается от поверхности до данной глубины.

В интервале 2 440–3 350 м поровое давление очень быстро увеличивается с глубиной, указывая на то, что залежи здесь гидравлически изолированы от вышележащих. На глубине 3 350 м поровое давление достигает величин, близких к вертикальному напряжению, такое поровое давление называют аномально высоким. Необходимо отметить, что отношение порового давления к вертикальному напряжению (λ_p) достигает значения 0,91 на данной глубине, тогда как отношение гидростатического давления к вертикальному напряжению в 2 раза меньше.

Схемы на рис. 2.3 [Grollimund, Zoback, 2001] демонстрируют, что в дополнение к изменению порового давления с глубиной достаточно четко отмечаются латеральные вариации поровых давлений в некоторых осадочных бассейнах. Данные по скважинам норвежского сектора северной части Северного моря показаны в соответствии с цветовой палитрой величин λ_p. Нижним пределом цветовой шкалы является гидростатическое давление, верхним — литостатическое. Необходимо отметить, что на некоторых площадях (обычно близких к береговой зоне) поровое давление остается гидростатическим на глубинах 1 500, 2 000 и 3 000 м. На других площадях поровое давление увеличивается от гидростатического на глубине 1 500 м до значительно более высокого на больших глубинах. Таким образом, характер изменения поровых давлений с глубиной изменяется на определенной глубине от одной зоны к другой и может иметь значительные латеральные вариации.

Представленные на рис. 2.3 данные указывают на необходимость осторожной экстраполяции среднего тренда поровых давлений от одного региона к другому по методу, предложенному в [Breckels, Van Eekelen, 1981]. Даже если такой тренд является преобладающим в региональном масштабе, на примере рис. 2.3 видно, как меняется поровое давление с глубиной от одной зоны к другой в том

же регионе. Таким образом, всегда важно обращать внимание на механизмы возникновения порового давления и на локальные геологические условия.

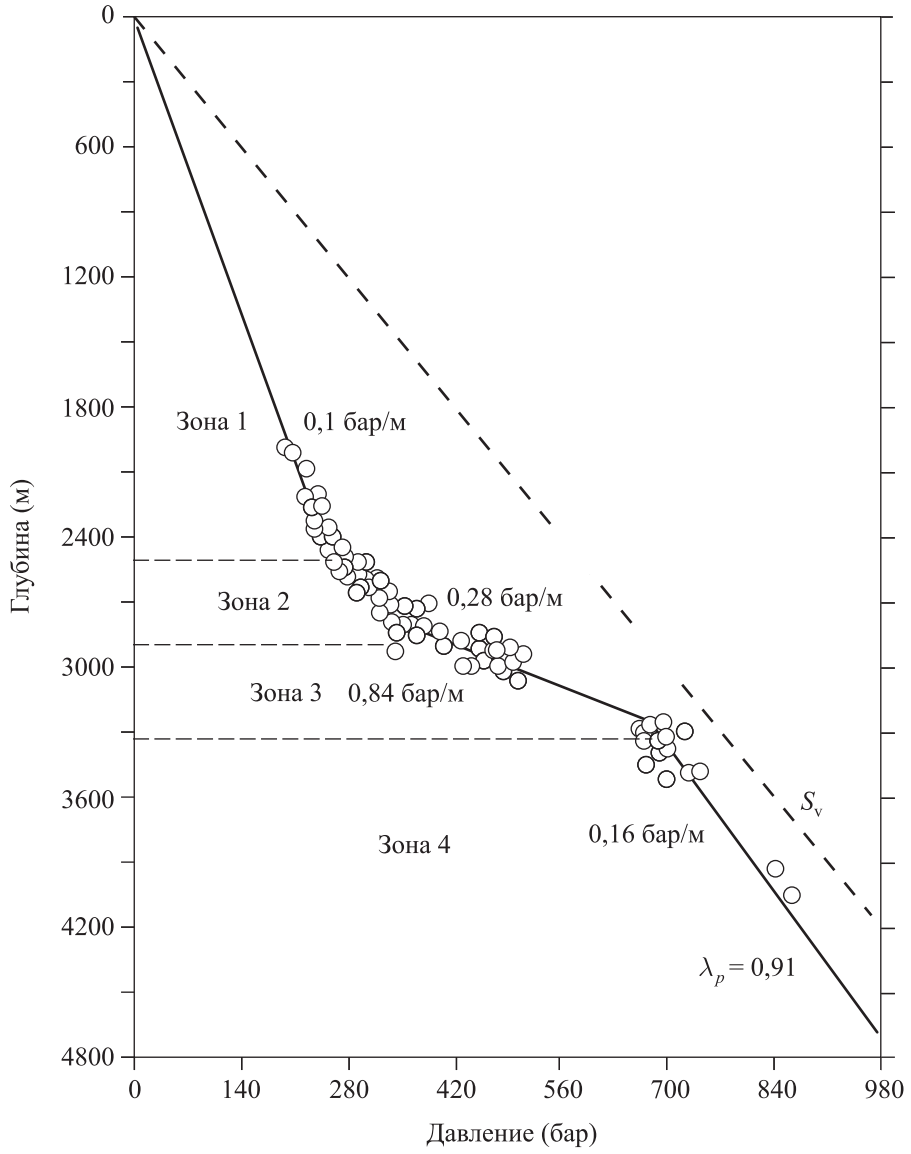
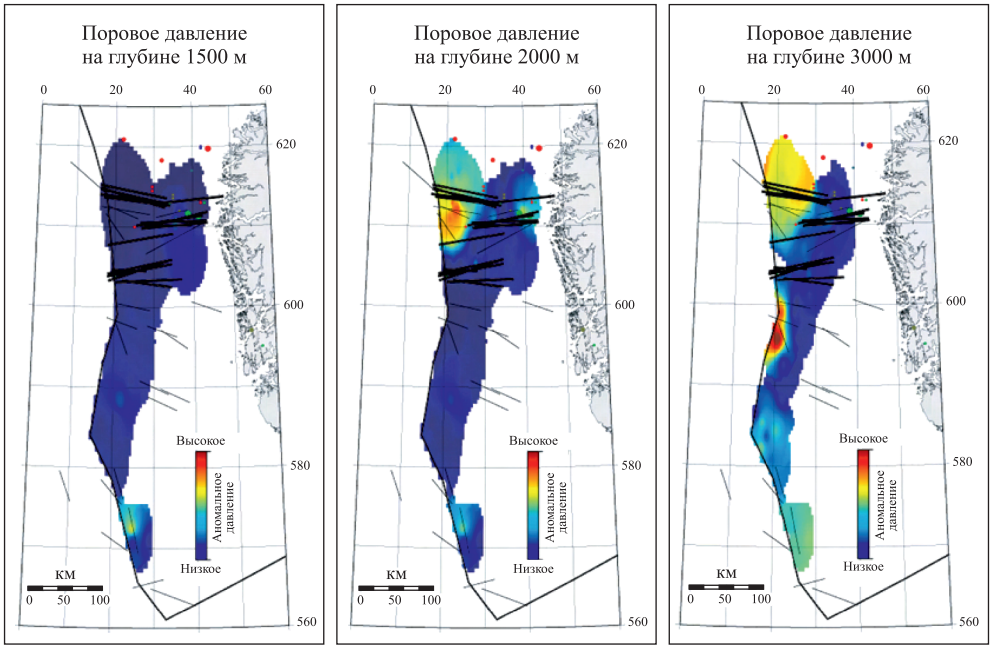


Рис. 2.2. График, где изображены замеры порового давления на месторождении Монте–Кристо, расположенном на побережье Мексиканского залива в южном Техасе [Engelder, Leftwich, 1997]. Такие данные типичны для многих осадочных бассейнов, где наблюдается повышенное давление. Гидростатическое поровое давление наблюдается до некоторой глубины ($\sim 2\,530$ м), затем наблюдается переходная зона, в которой поровое давление быстро увеличивается (с градиентом $0{,}84$ бар/м). Аномально высокое поровое давление наблюдается на глубинах более $\sim 3\,350$ м



(а) (б) (в)

Рис. 2.3. Пространственные вариации поровых давлений на разных глубинах норвежского сектора северной части Северного моря [Grollimund, Zoback, 2001]. Следует отметить, что на глубине 1 500 м наблюдается поровое давление, близкое к гидростатическому. На больших глубинах на некоторых площадях наблюдается повышение порового давления. Аномально высокое давление (по величине близкое к литостатическому) наблюдается только на некоторых ограниченных площадях. Черные линии указывают направление максимального горизонтального напряжения сжатия, определенного по ориентации трещин растяжения, индуцированных в ходе бурения, и по вывалам стенок скважин, как описано в главе 6

Разделение залежей в пределах месторождений

В последнее десятилетие уделяется большое внимание наблюдениям за гидравлической изолированностью отдельных залежей от окружающих в пределах месторождений. Экономическая важность такого интереса очевидна, так как разработка разделенных участков имеет огромное влияние на программу буровых работ, целью которой является вовлечение в дренирование всего коллектора. Ортолева (1994) представил ряд работ, связанных с выделением раздельных частей залежи в пределах месторождения.

Наиболее простой способ представить разделенные части залежи — это вообразить последовательность слоев проницаемых песчаников, разделенных непроницаемыми глинами. Давление внутри каждого песчанистого пласта увеличивается в соответствии с локальным гидростатическим градиентом, обусловлен-

ным внутренней связью порового пространства в пределах пласта. Абсолютные величины давлений в изолированных пластах могут быть выше или ниже нормального давления [Powley, 1990]. Пример, приведенный на рис. 2.4 по скважине в Египте [Nashaat, 1998], достаточно хорошо иллюстрирует этот принцип. Следует отметить, что давление в пластах IIIC и IIC значительно выше нормального (и значительно отличается для пластов), но внутри каждого пласта увеличивается в соответствии с локальным гидростатическим градиентом.

Поровое давление в залежах на месторождении Саут-Юджин-Айленд блока 330 в Мексиканском заливе дает хорошую иллюстрацию разделения залежи на участки. Песчаники здесь достаточно молодые (плио-плейстоценового возраста, менее 4 млн лет) и находятся в основном в небольших бассейнах, образованных за счет проседания пород при выносе солей и ограниченных сбросами юго-западного падения, показанными на рис. 2.5 [Alexander, Flemings, 1995]. Локализованное проседание и седиментация (и показанное смещение вдоль сбросов) встречаются там, где соль на глубине была экструдирована на юго-восток [Hart, Flemings, 1995].

Схематический геологический разрез по линии A–A′ показан на рис. 2.6. Необходимо отметить, что отдельные песчанистые тела (отмечены серым цветом на рисунке), во-первых, разделены толстыми прослоями глин (отмечены белым цветом на рисунке), во-вторых, латерально не выдержаны, в-третьих, часто срезаны растущими разломами, которые обеспечивают верхнее замыкание пластов [Alexander, Flemings, 1995].

Многие блоки месторождения Саут-Юджин-Айленд, представленные песчаниками, проявляют себя как разобщенные, что наблюдается по различным данным. Например, на рис. 2.7 приведена карта песчанистого пласта OI, одного из глубоких продуктивных интервалов (рис. 2.6) [Finkbeiner, Zoback, 2001], который имел значительно более высокое поровое давление до истощения. Залежи в этом продуктивном пласте были разделены на различные тектонические блоки, образованные сбросами. Эти данные были получены благодаря 3D-сейсморазведке. Необходимо отметить, что распределение воды, нефти и газа значительно различается для соседних тектонических блоков.

В тектонических блоках A, D и E, например, отмечается относительно небольшая по мощности нефтяная оторочка, тогда как в блоках B и C имеется значительная по мощности газовая залежь и относительно небольшая по мощности нефтяная оторочка. Очевидно, что разломы, разделяющие эти блоки, гидравлически разделяют залежи в песчанистом пласте OI. Следует отметить, что относительно небольшое смещение (указанное на контурных линиях) связана с некоторыми из этих разломов.

Заслуживает внимания тот факт, что в пласте OI поровое давление на контакте нефть/вода (в подошве нефтяной оторочки) значительно различается. Это показано на рис. 2.8, а, где представлены данные по давлению для тектонических блоков A (FB-A) и B (FB-B). Когда давление, создавамое столбом углеводородов,

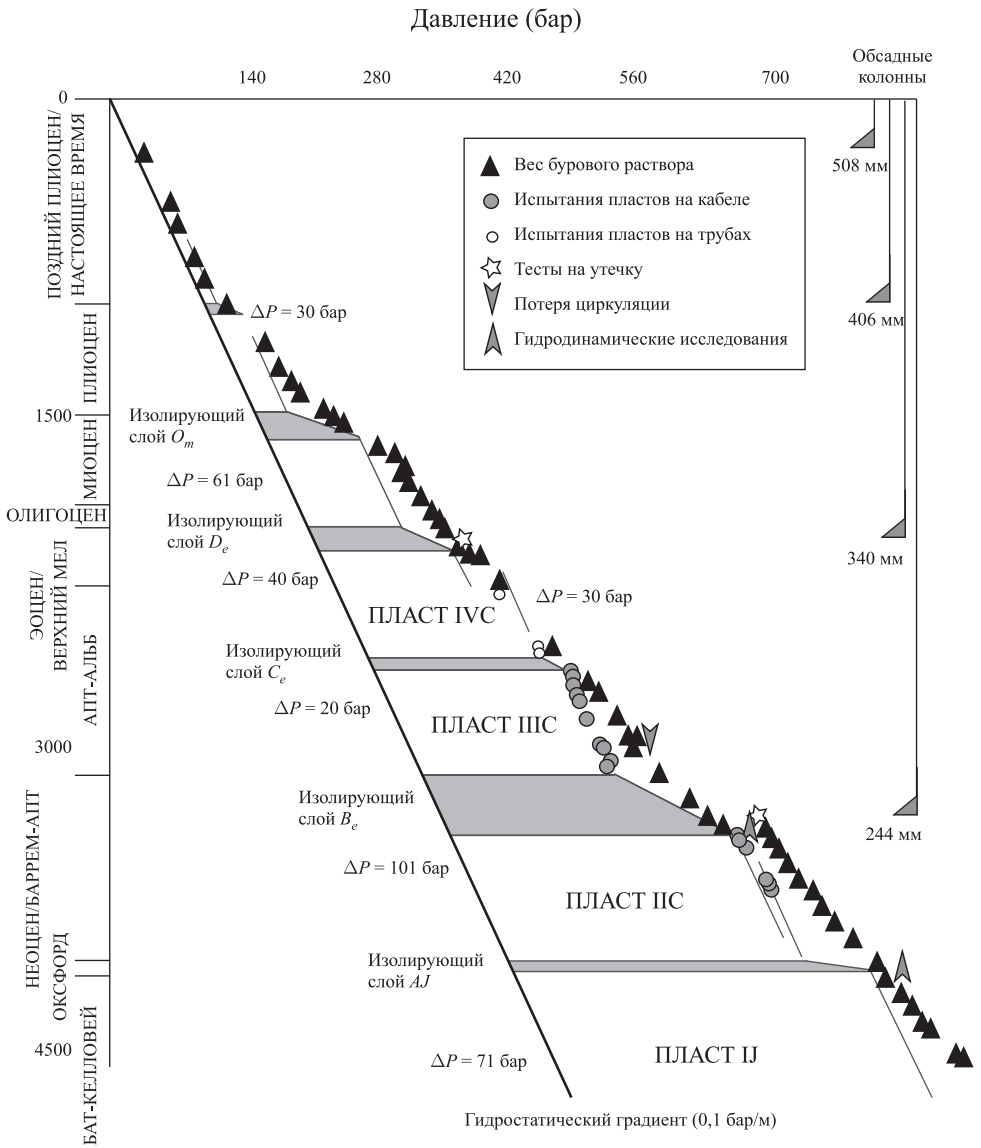


Рис. 2.4. График, где показано поровое давление, вес бурового раствора и зависимые параметры в скважине Манго-1 в северном Египте (Nashaat, 1998). Измерения порового давления в пластах IIC и IIIC подтверждают, что поровое давление внутри пластов увеличивается в соответствии с локальным гидростатическим градиентом, тогда как абсолютные величины порового давления значительно выше нормальных значений давления

добавляется к поровому давлению водной фазы, в залежи наблюдается очень высокое давление. Есть некоторое физическое ограничение, определяющее, насколько высоким может быть давление в разделенной части залежи (глава 11). Высокое начальное поровое давление водной фазы может быть одной из причин

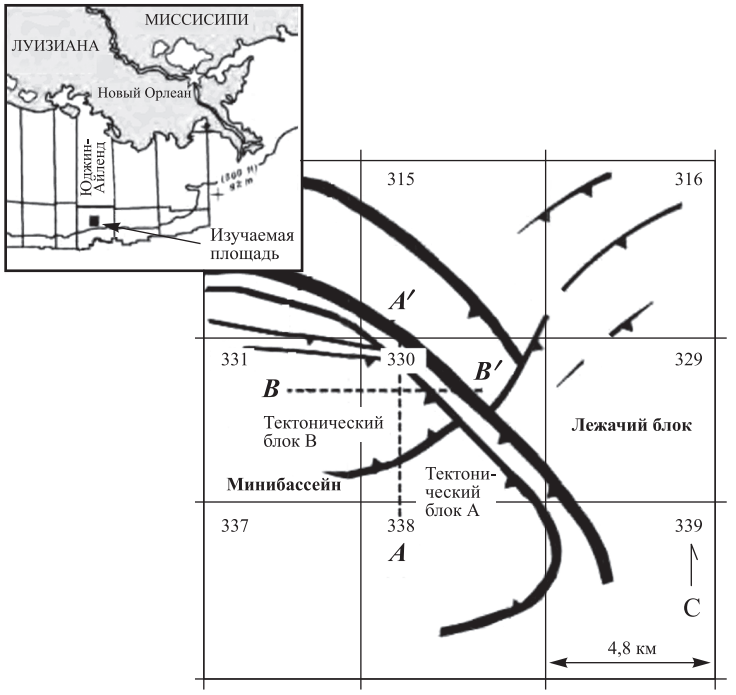


Рис. 2.5. Карта блока 330 месторождения Саут-Юджин-Айленд в Мексиканском заливе [Finkbeiner, Zoback, 2001]. Блок 330 является одним из самых больших плио-плейстоценовых месторождений нефти и газа в мире. Результаты изучения поровых давлений, напряжений в пластовых условиях и миграция углеводородов в блокек 330 рассматриваются в последующих главах

различного количества запасов углеводородов в разных частях месторождения. Ожидаемые поровые давления в глинах (рис. 2.8, б) рассматриваются ниже.

Наиболее простой способ определить, разделено ли месторождение на блоки, — это пронаблюдать, как давление уменьшается со временем. Каждая залежь ведет себя как единый комплекс гидравлически взаимосвязанных единиц. Наглядный пример такого явления показан в случае песчаников 1 (из уже упоминавшегося блока 330), изображенный на рис. 2.9, а [Finkbeiner, 1998]. Как отмечалось, на этом месторождении была проведена трехмерная сейсморазведка, которая позволила установить стратиграфические горизонты, связанные с залежами, и их площадное распространение. Отмечается, что поровое давление в этих песчаниках было приблизительно на 70 бар выше гидростатического в начале разработки в 1973 году. В течение первых пяти лет давление упало приблизительно на 100 бар (до величины, близкой к гидростатической). Скважины вскрыли эти залежи в различных местах и в различное время, но все измеренные значения давления уменьшаются по одному тренду истощения, что указывает на разобщенность залежей этого месторождения. Отмечается, что с 1976 года давление в залежи остается почти постоянным, несмотря на продолжающуюся разработ-

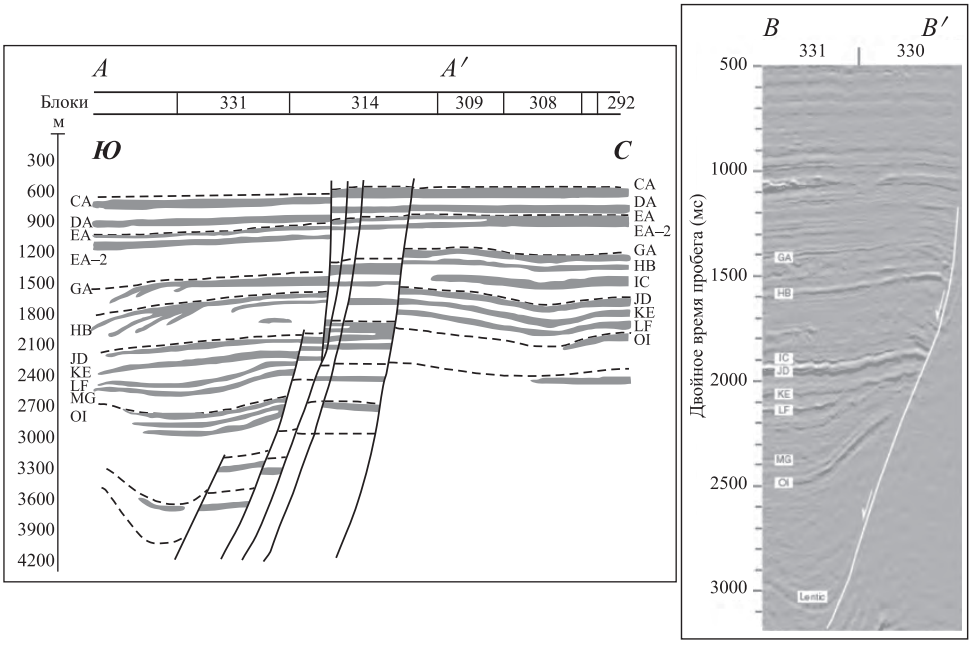


Рис. 2.6. Геологический разрез по линии A–A′ (рис. 2.5) и сейсмический разрез по линии B–B′ [Finkbeiner, Zoback, 2001]. На геологическом разрезе проницаемые песчаники показаны серым цветом, а глины — белым. Каждый песчаник обозначен алфавитным индексом. Отмечается значительное уменьшение смещения по растущим разломам при их распространении в верхнюю часть пласта

ку; вероятно, давление сохраняется благодаря достижению *величины давления насыщения* (давление, при котором газ выделяется из раствора и поддерживает давление в залежи) или благодаря подпору со стороны законтурной зоны.

Однако песчаник 2 (рис. 2.9, б) иллюстрирует совершенно другое поведение, хотя он находится недалеко от рассматриваемой залежи. В то время как большинство скважин показывают падение давления, связанное с разработкой, имеются скважины, вскрывшие этот же песчаник, но со временем значение порового давления в них не изменилось, что не характерно для однородных залежей, где поровое давление уменьшается в связи с добычей из уже работающих скважин. Таким образом, эта залежь представляется разделенной на более мелкие части, чем отмечается по данным сейсморазведки. Вероятно, разделение произошло посредством относительно небольших субсейсмических изолирующих разломов.

Рис. 2.10 иллюстрирует разделение песчаников миоцена (песчаник Пеликан) в южной Луизиане [Chan, Zoback, 2007]. Структурная карта, наложенная на аэрофотоснимок региона, показывает присутствие разломов, делящих месторождение на части. Как показано на рисунке, начальное давление в скважинах, вскрывших песчаники в тектонических блоках I, II и III, составляло ~ 600 бар. К 1980 году тектонические блоки I и III были истощены параллельными, но

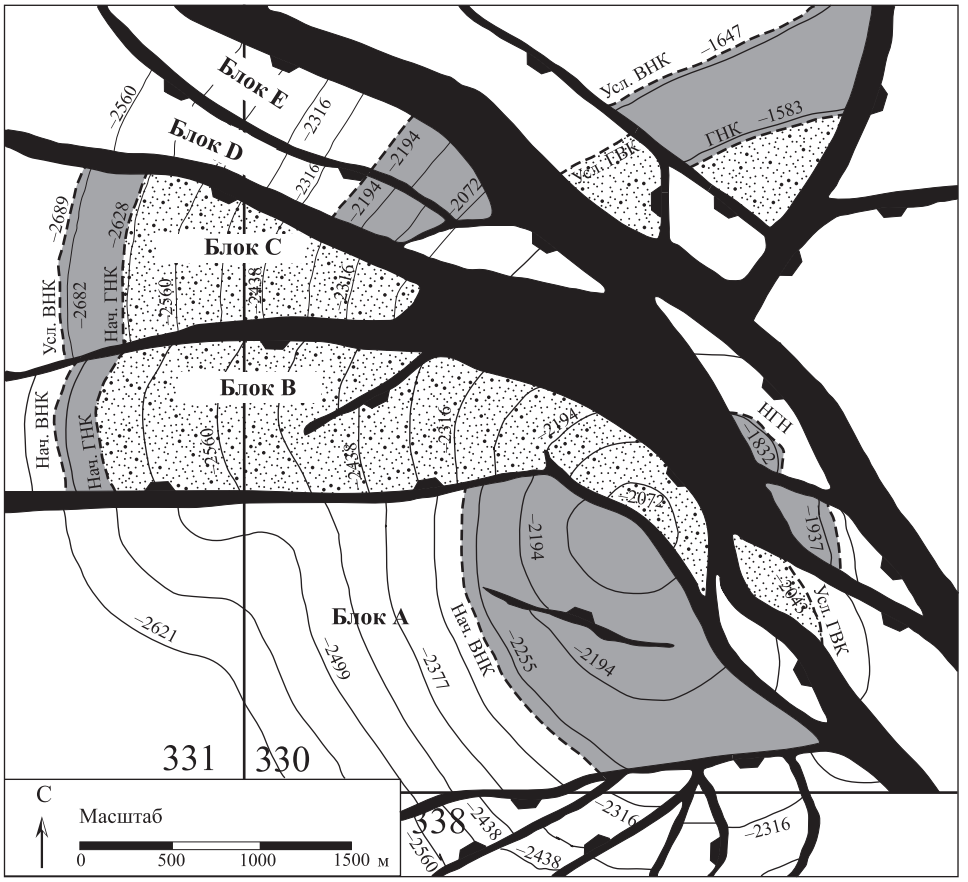


Рис. 2.7. Структурная карта песчаного пласта OI блока 330 [Finkbeiner, Zoback, 2001]. В опущенном блоке (висячем блоке) основное простирание разломов СЗ-ЮВ, песчаники разделены на структурно-тектонические блоки (A, B, C, D и E) на основе расположения разломов, определенных по данным сейсморазведки. Отмечается значительная разница высоты нефтяных и газовых зон в некоторых тектонических блоках, показывающая очевидность разделения песчаников OI на отдельные части залежи. Нефть показана сплошной заливкой, газ — точечной

независимыми путями до давлений ~ 50 бар (все давления приведены на общую глубину 4 450 м). Скважины B и C, очевидно, вскрыли часть одной гидродинамически связанной залежи, несмотря на их разделение разломом. Отмечается, что в 1975 году давление в тектонических блоках I и III отличалось на величину около 100 бар. Разница давлений между тектоническими блоками I и III и тектоническим блоком II после пяти лет разработки стала достаточно существенной. Хотя первые два тектонических блока были значительно истощены на начало разработки тектонического блока II в начале 1980-х годов, давление было еще около 600 бар. Другими словами, давление в одной и той же залежи в скважинах E и F было приблизительно на 550 бар выше, чем в скважинах B и C. Разлом,

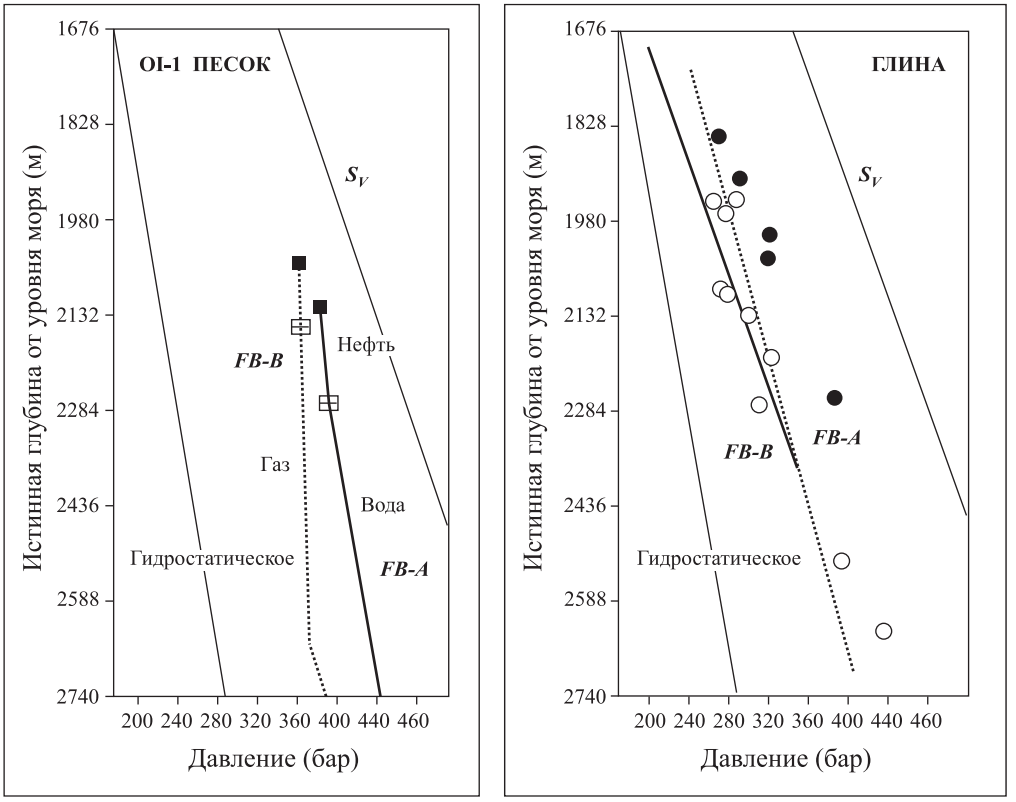


Рис. 2.8. (а) Графики изменения давления с глубиной в песчаниках OI были построены по данным прямых измерений и путем экстраполяции данных по высоте залежи и по плотностям флюидов [Finkbeiner, Zoback, 2001]. Отмечается значительная разница давлений и высот залежи в двух смежных тектонических блоках. Тектонический блок А (FB-A) имеет значительно большее давление водной фазы и меньшую высоту залежи. (б) Оценка поровых давлений в глинах была произведена по данным геофизических исследований скважин и лабораторных исследований уплотнения керна [Flemings, Stump, 2002]. Также отмечается более высокое поровое давление в глинах тектонического блока FB-A

разделяющий эти две группы скважин, очевидно, является изолирующим, тогда как разлом между скважинами B и C таким не является.

Важно отметить, что бурение, которое ведется через значительно истощенные пласты (как показано на рис. 2.10, а) для вскрытия более глубоких залежей, часто может быть проблематичным [Addis, Cauley, 2001]. В связи с изменением напряжений из-за процесса истощения, который описан в главе 3, вес бурового раствора, достаточный для превышения порового давления на больших глубинах (требуемый для защиты от притока в скважину из пласта), может привести к гидроразрыву истощенного пласта (глава 6). Это может послужить причиной потери

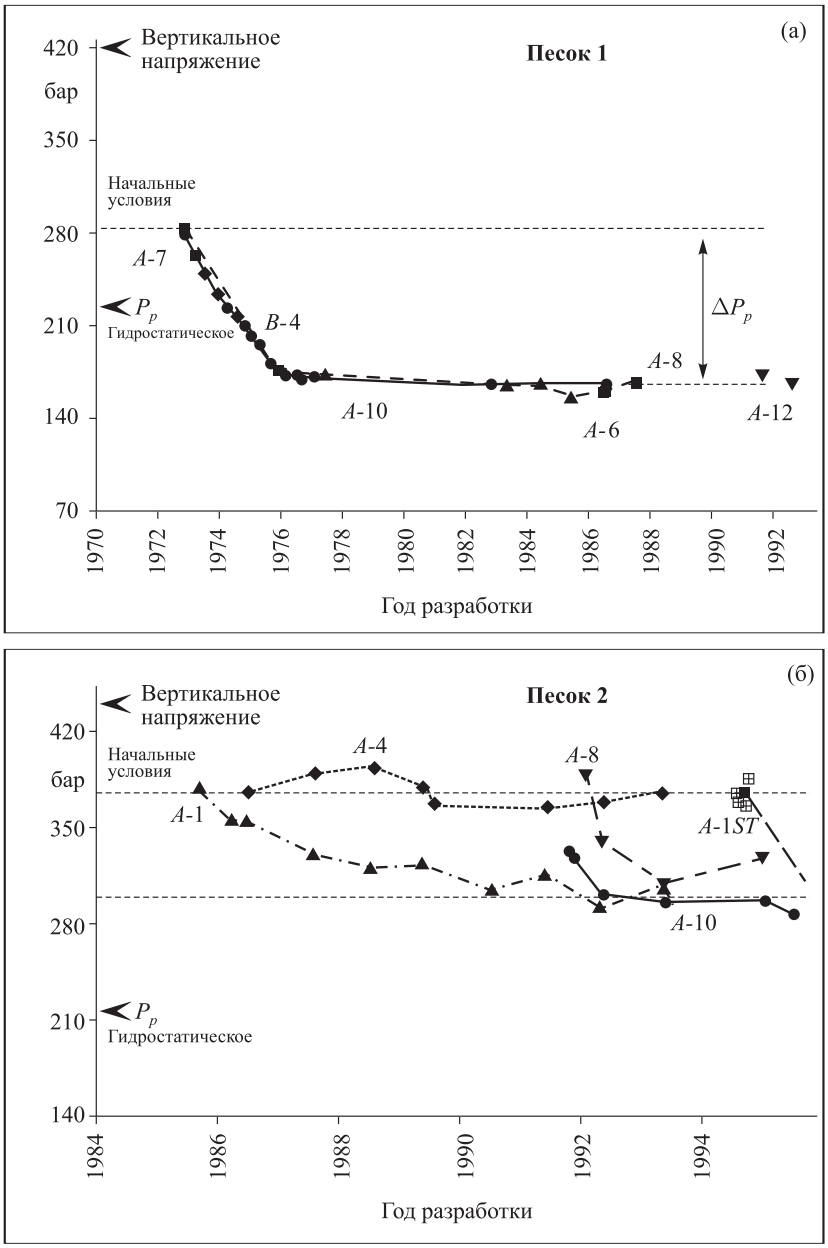
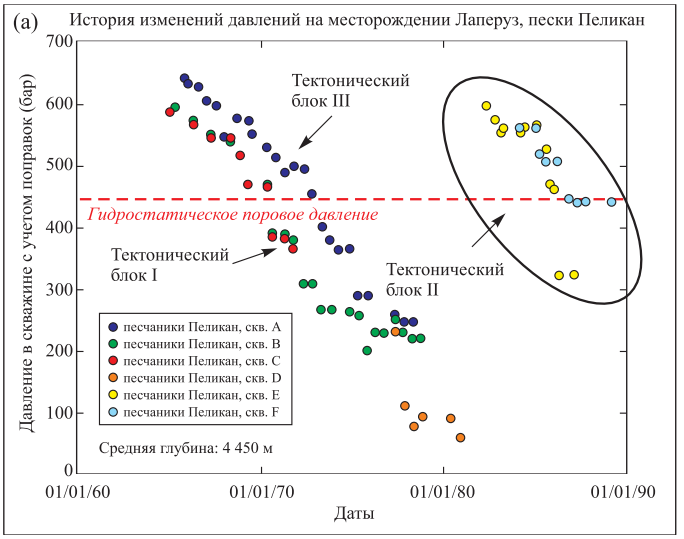


Рис. 2.9. Графики изменения поровых давлений, полученные в ходе разработки двух залежей на месторождении Саут-Юджин-Айленд в Мексиканском заливе [Finkbeiner, 1998]. (а) Песчаник 1 проявляет себя как полностью гидравлически сообщающаяся залежь. Разработка первых скважин явилась причиной падения давления от умеренно повышенного до субгидростатического. (б) Разработка песчаника 2 демонстрирует, что эта залежь является разделенной. Падение давления, вызванное разработкой из скважины А-1, не оказывало влияния на давление в других скважинах. Скважины А-4, А-8 и А-1ST вскрыли неистощенные части залежи



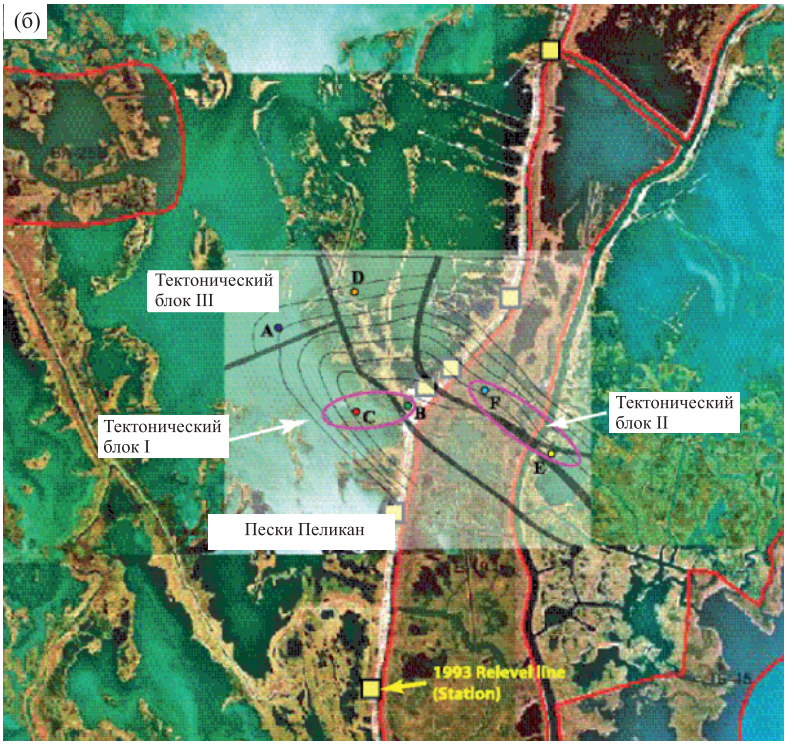


Рис. 2.10. Песчаники Пеликан на месторождении Лаперуз в южной Луизиане являются в высокой степени разделенными на залежи. Отмечается, что в начале 1980-х годов, когда тектонические блоки I и III были значительно истощены, тектонический блок II имел начальное значение давления [Chan, Zoback, 2006]. Следовательно, разлом, отделяющий скважины E и F от B и C, является изолирующим, с разницей в давлении между частями залежи около 550 бар, тогда как разлом между скважинами B и C не является изолирующим

циркуляции. Этот вопрос рассматривается в главе 12, как в аспекте проблем бурения, так и в перспективах возможности повторного гидроразрыва истощенных пластов.

Важно кратко обсудить, как поровое давление может увеличиваться с глубиной по градиенту давления, превышающему гидростатический градиент. На рис. 2.2 видно, что на глубинах более $\sim 3\,350$ м поровое давление увеличивается с глубиной в соответствии с градиентом, приблизительно равным градиенту вертикальных напряжений. Это предполагает, что встретилась серия податливых изолированных залежей, в которых давление поддерживается полным вертикальным напряжением. Однако аномально высокий градиент давлений наблюдается между $2\,745$ и $3\,350$ м (величина значительно превышает градиент вертикального напряжения). Следует понимать, что данные по градиентам давлений, превышающим гидростатический, являются результатом интерпретации данных множества скважин, которые вскрывают различные залежи на различных глубинах, даже если гидростатический градиент давлений был замерен внутри каждой залежи (подразумевая насыщение пор водой).

Механизмы возникновения повышенного порового давления

Для объяснения появления повышенного давления в осадочных бассейнах предлагались различные механизмы предлагались. Мы кратко рассмотрим эти механизмы. Для детального ознакомления читатель может обратиться к работам [Law, Uimishek, 1998; Mitchell, Grauls, 1998] и обзору механизмов возникновения повышенных давлений [Swarbrick, Osborne, 1998]. Необходимо отметить, что существует ряд природных механизмов, приводящих к возникновению пониженных давлений (ниже нормального давления). В связи с тем, что такие ситуации достаточно редки в контексте приведенных в настоящей работе случаев, здесь механизмы образования пониженных давлений не рассматриваются [Ingebritsen, Sanford, 2006].

Неравновесное уплотнение (которое часто называют *недостаточным уплотнением*) является, возможно, самым простым объяснением физического механизма, приводящего к образованию повышенного давления (и наиболее важным, по мнению некоторых авторов [Swarbrick, Osborne, 1998]. На определенной глубине продолжающаяся седиментация увеличивает вертикальное напряжение, которое в свою очередь является причиной уплотнения породы и потери пористости. В открытой гидравлической системе, т. е. в системе, которая представляет собой проницаемые пласты, гидравлически связанные с земной поверхностью, уплотнение и потеря пористости с погружением может напрямую зависеть от движения флюидов без увеличения их давления. Явный пример таких пластов представлен на рис. 2.2, где показаны глубины до $2\,440$ м. Однако дренаж флюидов не может поддерживать скорость потери пористости в пластах с низкой проницае-

мостью (какой обладают глины), а также в песчаниках, изолированных от других песчаников (таких, как пласты на глубинах более 2 745 м, представленных на рис. 2.2), или в регионах с большой скоростью осадконакопления и уплотнения. В этом случае увеличение вертикального напряжения, которое напрямую влияет на образование уплотнения, является причиной увеличения порового давления, так как вертикальное напряжение переносится на поровое давление флюида. Это состояние, в котором напряжения, приложенные извне, поддерживаются поровым давлением флюида, относится к концепции эффективного напряжения [Terzaghi, 1923], которая рассматривается в главе 3.

В Мексиканском заливе за последние несколько миллионов лет в ходе процесса седиментации в реке Миссисипи аккумулировалось большое количество осадков (многие километры). Причиной седиментации послужило вызванное уплотнением повышение порового давления, которое может достигать экстремально больших значений на больших глубинах, где мощные пачки непроницаемых глин предотвращают дренаж [Gordon, Fleming, 1998]. Необходимо отметить, что в условиях, когда уплотнение не столь значительно, пористость достаточно высока и литостатический градиент может быть существенно меньше $0{,}23$ бар/м. Переходная зона от гидростатического давления к повышенному давлению сильно изменяется от места к месту (в зависимости от локальных условий), но часто находится на глубинах между 1 525 и 3 050 м. В некоторых районах Мексиканского залива, где повышенное давление наблюдается на небольших глубинах, распознаются мелководные зоны. Как будет показано в настоящей книге, поровое давление, возникшее в результате уплотнения, в большой степени влияет на напряжения в пластовых условиях, процессы в залежах, физические свойства, и т. д. Например, в различных частях Северного моря наблюдается существенное локальное накопление осадков, начиная с плейстоцена (за последние $\sim$ 15 000 лет), благодаря локальной быстрой эрозии, вызванной послеледниковым воздыманием [Riis, 1992; Dore, Jensen, 1996].

Процесс повышения давления в результате неравновесного уплотнения определяется относительно просто. Характеристическое время τ для линейной диффузии рассчитывается по формуле

$$\tau = \frac{l^2}{\kappa} = \frac{(\pi\beta_f + \beta_r)\eta l^2}{k}, \tag{2.2}$$

где l — характеристическая длина процесса, $\kappa \sim k/(\phi\beta_f + \beta_r)$ — коэффициент гидравлической диффузии, β_f и β_r — коэффициенты сжимаемости флюида и породы соответственно, ϕ — коэффициент пористости породы, k — проницаемость, м^2 (10^{-12} м^2 = 1 дарси), η — вязкость флюида.

Для относительно пластичных осадочных пород уравнение (2.2) имеет вид

$$\log\tau = 2\log l - \log k - 16, \tag{2.3}$$

где величины τ и l представлены в годах и километрах соответственно. В песчаниках с низкой проницаемостью $\sim 10^{-15}$ м^2 (~ 1 мД) характеристическое время для транспортировки флюида на расстояние $0{,}1$ км составляет порядка года, относительно короткое время в геологическом масштабе. Однако в глинах с низкой проницаемостью $\sim 10^{-20}$ м^2 (~ 10 нД) [Kwon, Kronenberg, 2001] время диффузии на расстояние $0{,}1$ км составит $\sim 10^5$ лет, которое соответствует времени увеличения сжимающих напряжений, возникающих благодаря отложению осадков или тектоническому сжатию, позволяя давлению уплотнения расти быстрее, чем происходят потери при диффузии.

Тектоническое уплотнение является механизмом возникновения повышенного порового давления, аналогичным неравновесному уплотнению, но только при условии, что изменения тектонического напряжения встречаются в большом масштабе и происходят в короткий период геологического времени. В залежах, расположенных в областях под тектоническим напряжением, вероятнее всего, произойдет тектоническое уплотнение. Например, так это произошло в береговых хребтах в Калифорнии или в бассейне Купер в центральной Австралии. Следует отметить, что изменения напряжений внутри плит, возникшие из-за тектонических процессов, также могут привести к изменениям поровых давлений [Van Balen, Cloetingh, 1993]. В северной части Северного моря (норвежский сектор), как и вдоль средненорвежского шельфа (Grollimund, Zoback, 2001), наблюдаются сжимающие напряжения, связанные с литосферными флексурами, образованными в результате дегляциации 15 000–10 000 лет назад, что позволяет объяснить некоторые изменения поровых давлений на рис. 2.3: высокие поровые давления в областях с индуцированным сжатием и низкие поровые давления в областях с индуцированным растяжением. Таким образом, вдоль норвежского шельфа встречаются три механизма возникновения повышенного порового давления: два механизма связаны с дегляциацией (изменение вертикальных напряжений в связи с недавней быстрой седиментацией и увеличение горизонтальных напряжений благодаря литосферным флексурам) и один — с генерацией углеводородов (рассматривается далее). Интересно, что два механизма, связанных с дегляциацией, оказывают воздействие на изменения поровых давлений только в течение последних нескольких тысяч лет.

Нефтенасыщенный интервал может вызвать существенное повышение давления в кровле разделенных частей залежи, особенно при присутствии значительного количества газа. Данный случай хорошо прослеживается на примере песчаников FB-A и FB-B пласта OI на месторождении Саут-Юджин-Айленд (рис. 2.8, а) [Finkbeiner, Zoback, 2001], где наблюдается существенное ограничение высоты залежи. На рис. 2.11 представлена зависимость порового давления от глубины в кровле залежи на месторождении в Северном море.

Эффект центроида встречается, когда относительно высокое поровое давление возникает в кровле песчанистого тела, заключенного в глинах. Как показано на рис. 2.12, поровое давление в кровле песчанистого тела больше, чем в при-

легающих глинах на той же глубине. Увеличение давления в пластичных глинах предполагается в соответствии с литостатическим градиентом (ниже 3 350 м на рис. 2.2). Глубина, на которой поровое давление будет одинаковым в песчаниках и глинах, принимается за центроид. Эта концепция впервые была описана [Dickinson, 1953] и распространена в Англии [MacKenzie, 1987; Traugot, Heppard, 1994]. С учетом этого эффекта, бурение в кровле песчанистого тела с давлением, значительно превышающим давление в окружающих глинах, имеет значительные риски. Эффект центроида обсуждался [Finkbeiner, Zoback, 2001] в контексте ограничения давлением высоты залежи углеводородов (в противоположность случаю, когда высота залежи ограничена структурными замыканиями или контактами песчанистых тел). Мы рассмотрим этот вопрос в главе 11.

Акватермальное повышение давления относится к механизмам повышенния давления в силу того факта, что осадки при погружении нагреваются. Температура увеличивается с глубиной в земной коре под воздействием теплового потока, генерируемого радиоактивным распадом в породах кристаллического фундамента и движущимся тепловым потоком через кору из мантии. Поскольку увеличение температуры вызывает расширение порового флюида в ограниченной и относительно несжимаемой матрице пород, данное явление, в теории, приводит к увеличению давления. Причина, по которой гипотеза об акватермальном повышении давления не является жизнеспособной, заключается во временном масштабе прогрева, который значительно превышает временной масштаб повышения давления в активных осадочных системах [Daines, 1992; Luo, Vasseur, 1992], т. е. потребуется идеальная покрышка на длительные периоды геологического времени.

Реакции дегидратации, связанные с диагенезом минералов, являются другим механизмом, который приводит к возникновению повышенного давления. Дегидратация смектита является сложным процессом [Hall, 1993] и приводит к увеличению общего объема матрицы и воды в системе пор. Одним из эффектов процесса преобразования монтмориллонита в иллит является выделение воды из кристаллической решетки монтмориллонита. Данный эффект в Мексиканском заливе наблюдается при температуре около 100 °C, которая часто соответствует глубине проявления повышенного давления [Bruce, 1984]. Преобразование гипса в ангидрит является другой реакцией дегидратации, приводящей к повышению давления, но только на относительно небольших глубинах, так как температура дегидратации в этом случае составляет только половину от температуры преобразования смектит–иллит.

Подробное объяснение механизма реакции дегидратации, которая может стать причиной повышенного давления, достаточно сложное. Например, в случае преобразования смектит–иллит общее изменение объема неизвестно, и фазовый переход может действовать совместно с неравновесным уплотнением (благодаря увеличению сжимаемости) и отложением кремнезема (которое понижает проницаемость). Несмотря на это, некоторые авторы [Alnes, Lilburn, 1998] утверждают,

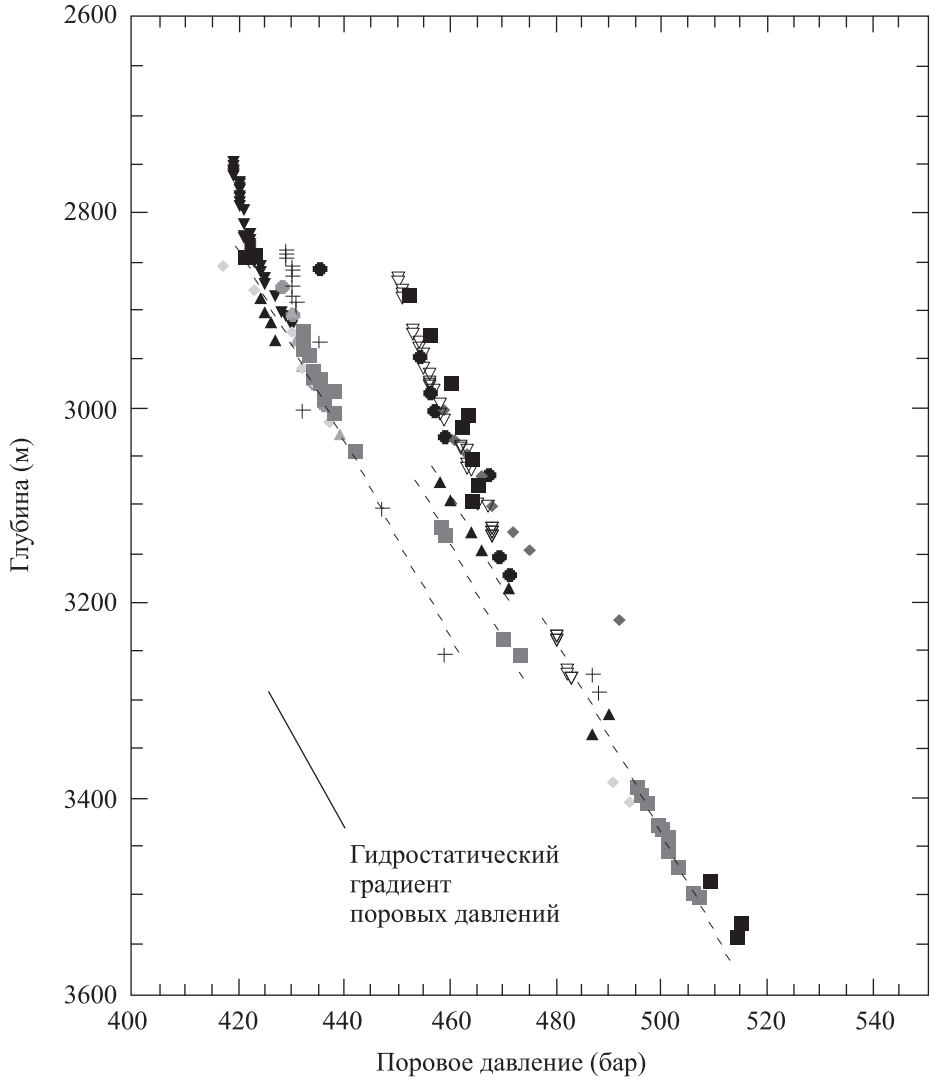


Рис. 2.11. График измерения поровых давлений на нефтяных и газовых месторождениях в северной части Северного моря. На графике выделяются отчетливые углеводородные «низкоградиентные ножки», связанные с залежами, выявленными бурением скважин

что реакции дегидратации являются важным механизмом возникновения повышенного давления в определенных осадочных бассейнах мира.

Генерация углеводородов в процессе термального созревания керогена в материнских породах связана со значительным увеличением объема поровых флюидов, что также может привести к повышению давления. Это утверждение справедливо для генерации нефти и газа из керогена, хотя последний процесс обычно более важен для нас в контексте изменения объема флюидов. Как показано в работе [Swarbrick, Osborne, 1998], этот механизм проявляется в некоторых оса-

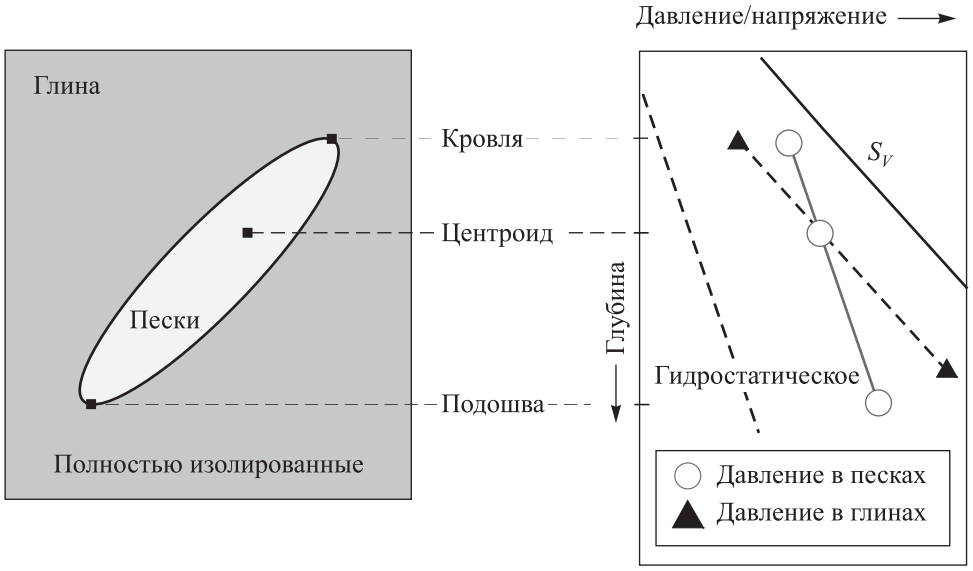


Рис. 2.12. Иллюстрация эффекта центроида, когда наклонное тело песчаников заключено в глины с низкой проницаемостью, в результате поровое давление в кровле песчанистого тела выше, чем в окружающих глинах на аналогичной глубине (Finkbeiner, Zoback, 2001)

дочных бассейнах, где существует корреляция между повышенными значениями давления и степенью зрелости керогена. В Северном море, например, кимериджские глины залегают достаточно глубоко и в то же время подвержены воздействию для генерации нефти или газа температуры [Cayley, 1987]. Однако некоторые более молодые залежи (на глубинах, недостаточных для термальной зрелости) также имеют повышенное давление [Gaarenstroom, Tromp, 1993]; этот факт является указанием на другой механизм повышения поровых давлений, действующий на данной площади.

Оценка поровых давлений

В относительно проницаемых залежах проводятся прямые измерения поровых давлений с использованием различных доступных коммерческих технологий. Спуск приборов в скважину осуществляется либо на трубах, либо с помощью труб. Вес бурового раствора иногда используется для оценки поровых давлений в проницаемых залежах, так как в случае значительного превышения давления бурового раствора над поровым давлением происходит поглощение раствора (или приток флюида в скважину при обратном соотношении давлений).

Оценка поровых давлений по геофизическим данным очень важна для двух аспектов. Во-первых, оценка поровых давлений по сейсмическим данным важна для успешного бурения. Эти данные необходимы для проектирования безопас-

ного бурения скважин на участках с возможными высокими поровыми давлениями. Во-вторых, не менее важна оценка поровых давлений в глинах, во время и даже после бурения скважин. Глины могут быть настолько непроницаемы, что прямые измерения достаточно сложны. В последующих разделах мы рассмотрим использование данных геофизических исследований скважин (дополненных лабораторными испытаниями керна, когда это возможно) для оценки поровых давлений в глинах. В обоих случаях технологии, хорошо работающие на одних участках, могут не работать на других (причины мы рассмотрим в конце главы).

Большинство методов оценки поровых давлений по данным непрямых геофизических измерений основано на факте, что пористость (ϕ) глин ожидаемо монотонно уменьшается с увеличением вертикального эффективного напряжения ($S_{\text{v}} - P_p$). Основой для такого предположения являются лабораторные наблюдения, результаты которых представлены на графиках на на рис. 2.13 [Finkbeiner, Zoback, 2001]. Данные наблюдения показывают изменение пористости в зависимости от эффективного напряжения для образцов глин блока 300 месторождения Саут-Юджин-Айленд. Необходимо отметить, что эти технологии применяются только для глин (не для песчанистых и карбонатных пород) в связи с диагенетическими процессами, которые имеют тенденцию изменения зависимости пористости от приложенного эффективного напряжения в песчаниках и карбонатах, делая ее более сложной, чем простое экспоненциальное уменьшение, представленное на рис. 2.13. При оценке порового давления по сейсмическим данным до бурения скважин (например, на участках, подобных Мексиканскому заливу) необходимо прежде всего провести оценку поровых давлений в глинах, используя технологии, описанные ниже, а затем построить карты песчанистых тел и провести коррекцию с учетом эффекта центроида, как представлено на рис. 2.12.

Существует два основных типа прямых экспериментов на сжимаемость, используемых для получения данных, которые показаны на рис. 2.13: *гидростатические тесты на сжатие*, в которых прилагаемое напряжение является однородным давлением и непроницаемая мембрана разделяет поровый объем пород от среды приложения давления, и *тесты на сжатие при ограничении радиальной деформации*, в которых образец подвергается одноосной нагрузке при его размещении в твердом стальном цилиндре, препятствующем боковой радиальной деформации образца. Данные, приведенные на рис. 2.13, получены путем последнего эксперимента: именно этот эксперимент является наиболее близким аналогом механизму приложения вертикальных нагрузок в пластовых условиях. Отмечается, что приложение небольших эффективных напряжений приводит к заметным изменениям пористости. Если мы примем градиент вертикальных напряжений $\sim 0{,}23$ бар/м, а значение порового давления как гидростатическое, то вертикальное эффективное напряжение будет увеличиваться с градиентом $0{,}13$ бар/м. Соответственно, пористость глин будет ожидаемо уменьшаться от $\sim 0{,}38$ у поверхности до $\sim 0{,}11$ на глубине приблизительно $3\,000$ м. Как пока-

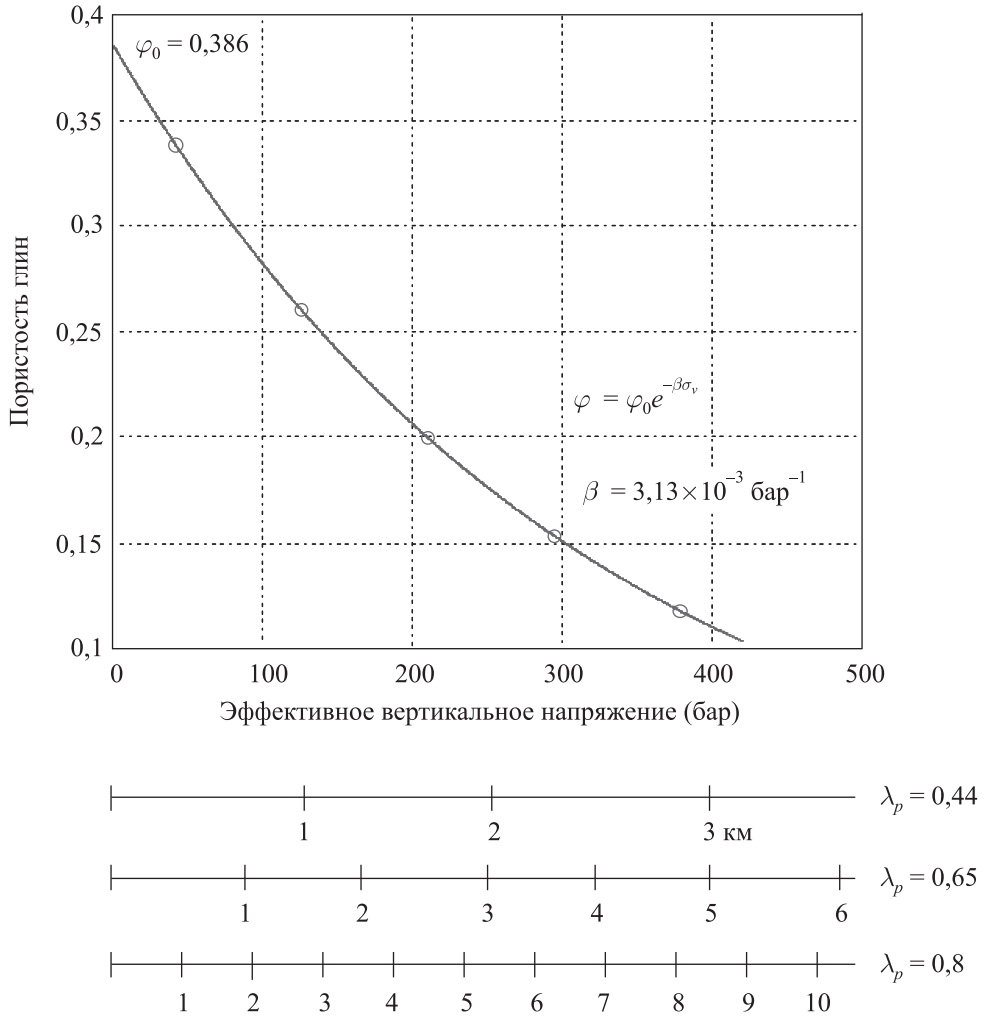


Рис. 2.13. График зависимости пористости от эффективных напряжений в образце глин на месторождении Сау-Юджин-Айленд (блок 330) по результатам теста на одноосное сжатие при ограничении радиальной деформации [Finkbeiner, Zoback, 2001]. Под эффективным напряжением понимается разница между прикладываемым одноосным напряжением и поровым давлением

зано на графике, в случае средних и высоких повышенных давлений ($\lambda_p = 0{,}65$ и $\lambda_p = 0{,}8$) соответствующие более высокие значения пористости будут наблюдаться на одинаковой глубине. Необходимо также отметить, что можно провести эмпирическую калибровку пористости, используя функцию от эффективного напряжения на участках с известными вертикальными напряжениями и поровыми давлениями.

Данные по уплотнению глин, как показано на рис. 2.13, часто могут быть описаны относительно простым экспоненциальным выражением, впервые пред-

ложенным в работе [Athy, 1930]:

$$\phi = \phi_0 e^{-\beta\sigma_v}, \tag{2.4}$$

где пористость ϕ зависит от эмпирически определенной начальной пористости ϕ_0, σ_v — эффективное напряжение, которое будет рассмотрено детально в главе 3 ($\sigma_v = S_\text{v} - P_p$), β — вторая эмпирическая константа. Для глин месторождения Саут-Юджин-Айленд [Fleming, Stump, 2002], данные по которым представлены на рис. 2.13, $\phi_0 = 0{,}386$ и $\beta = 3{,}13 \cdot 10^{-3}$ бар$^{-1}$.

Довольно часто уравнение, приведенное на рис. 2.13, применяют для оценки поровых давлений в связи с относительной простотой оценки вертикального напряжения и пористости, которая может быть рассчитана по результатам геофизических исследований скважин или оценена на основе данных об акустической скорости или о сопротивлениях. Таким образом, даже если существует единственная зависимость между пористостью и вертикальным эффективным напряжением, $S_\text{v} - P_p$, поровое давление может быть определено, так как нет других неизвестных переменных.

Полезно рассмотреть простой пример. Если значение пористости на глубине 2 км равно $0{,}17$ и предполагается гидростатическое поровое давление в глинах, ожидаемое эффективное напряжение в глинах на этой глубине (~ 260 бар) эквивалентно разности между вертикальным напряжением (~ 460 бар) и гидростатическим поровым давлением (~ 200 бар). Если, однако, измеренная пористость составит $0{,}26$ для этой глубины, будет предполагаться аномально низкое эффективное напряжение (~ 100 бар), полагая, что поровое давление было аномально высоким (~ 360 бар), и значение пористости будет приблизительно равно $0{,}8S_\text{v}$.

В конце данной главы рассмотрим ряд важных причин геологического характера, в силу которых количественное приложение такого типа анализа следует использовать с осторожностью. Качественное применение такой концепции для определения тренда уплотнения полезно при идентификации положения зон аномально высоких поровых давлений. Это проиллюстрировано на рис. 2.14 [Burrus, 1998]. При увеличении вертикального эффективного напряжения до глубины C на рис. 2.14, а (до максимальной глубины, на которой поровое давление рассматривается как гидростатическое) происходит соответствующее уменьшение пористости, как прогнозируется по уравнению (2.4). Положение зон повышенного давления на глубинах ниже точки C связано с уменьшением эффективных напряжений (разницы между вертикальным напряжением и поровым давлением), что является противоположностью обычного случая, когда происходит увеличение эффективного напряжения с глубиной. Благодаря аномально высокому давлению эти зоны также соответствуют зонам аномально высокой пористости. Отмечается, что пористость в точке E (рис. 2.14, б) аналогична пористости в точке A, хотя точка E намного глубже. Аномально высокое поровое давление на глубине E может быть объяснено значительным отклонением от нормального тренда уплотнения.

Эта концепция может быть формализована простым выражением при расчете поровых давлений в глинах P_p^{sh} по данным геофизических исследований скважин. Трауготт (1999) предложил следующее уравнение для пористости, полученной по измерениям скоростей акустических волн:

$$P_p^{\mathrm{sh}} = (S_{\mathrm{v}} - P_p^{\mathrm{hydro}}) \left(\frac{1-\phi_v}{1-\phi_n} \right)^x , \tag{2.5}$$

где x — эмпирический коэффициент, ϕ_v — пористость по интервальным временам в глинах, ϕ_n — ожидаемая пористость для нормального тренда, P_p^{hydro} — эквивалентное гидростатическое поровое давление на данной глубине. В связи с тем, что измерения электрического сопротивления могут применяться для определения пористости, Трауготт также предложил следующее уравнение:

$$P_p^{\mathrm{sh}} = Z \left[\frac{S_{\mathrm{v}}}{Z} - \left(\frac{S_{\mathrm{v}}}{Z} - \frac{P_p^{\mathrm{hydro}}}{Z} \right) \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^{1,2} \right], \tag{2.6}$$

где R_o — наблюдаемое сопротивление глин, R_n — ожидаемое сопротивление глин на данной глубине при нормальном тренде уплотнения. Применение последних уравнений иллюстрируется на рис. 2.15, по данным из Тринидада [Heppard, Cander, 1998]. Исходя из качественной оценки значений пористости, полученным по акустическим данным и сопротивлениям, ясно, что в центре бассейна (рис. 2.15, слева) на глубине $\sim 3\,500$ м давление принимает аномальные значения. В области гряды Галеота (рис. 2.15, справа) значения аномального давления замерены на значительно меньших глубинах ($\sim 1\,500$ м) по обоим типам данных.

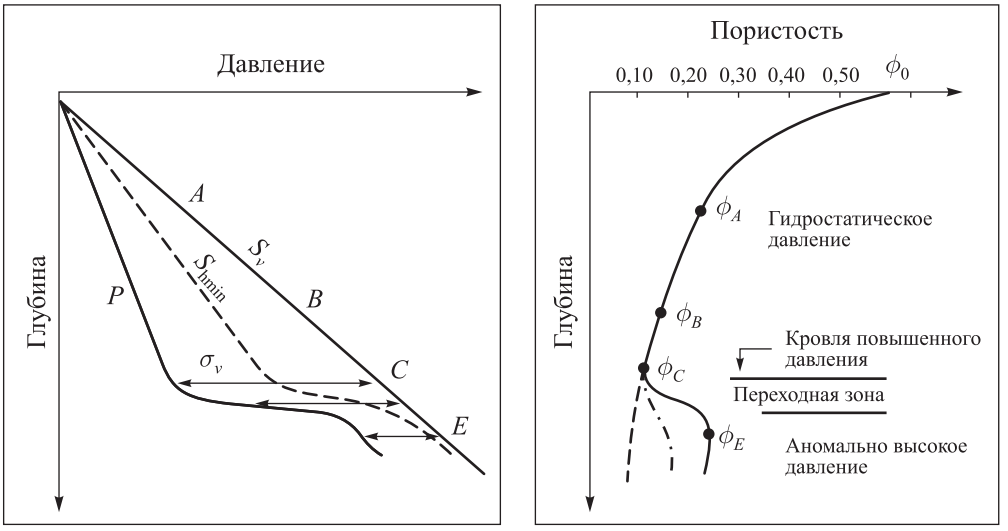
Альтернативный путь определения поровых давлений в глинах по пористости, определенной по акустическим данным, заключается в представленном уравнении:

$$P_p = S_{\mathrm{v}} - \left(\frac{1}{\beta_c} \ln \left(\frac{\phi_0}{\phi} \right) \right), \tag{2.7}$$

где ϕ_0 — начальная пористость (при нулевом эффективном давлении), ϕ — пористость, определенная по интервальному времени акустических волн Δt и основанная на измерении скорости (V_p) продольных (P) волн ($V_p^{-1} = \Delta t$) по уравнению

$$\phi = 1 - \left(\frac{\Delta t_{\mathrm{ma}}}{\Delta t} \right). \tag{2.8}$$

где f — акустический параметр пористости, Δt_{ma} — интервальное время пробега волны в матрице породы. В работе [Fleming, Stump, 2002] величины ϕ_0 и β_c определены по тренду уплотнения глин на месторождении Саут-Юджин-Айленд, с использованием данных интервала с гидростатическим давлением на небольших глубинах (рис. 2.16, а). Величины f и Δt_{ma} определены по лабораторным измерениям керна (рис. 2.16. б). Эти измерения использовались для оценки поровых давлений в глинах, показанных на рис. 2.8, б. Важно заметить, что на данном



(а) (б)

Рис. 2.14. На глубинах в точках A, B и C, где поровое давление гидростатическое (а), отмечается линейное увеличение с глубиной эффективного вертикального напряжения, являющегося причиной монотонного изменения пористости (б) [Burrus, 1998]. Когда повышенное давление развивается с глубин ниже точки C, вертикальное эффективное напряжение для данной глубины меньше, чем было бы при гидростатическом поровом давлении. Стоит отметить, что вертикальное эффективное напряжение может достигать экстремально низких значений в случае аномально высоких давлений. Геофизические данные, указывающие на аномально высокую пористость для данной глубины (по отношению к ожидаемой при нормальном тренде уплотнения), могут применяться для прогноза присутствия повышенных давлений

рисунке как для прямых измерений поровых давлений в песчаниках, так и для измерений поровых давлений в глинах, замеренных по акустической пористости, наблюдается повышенное давление в тектоническом блоке A (по сравнению с блоком B) результате недостаточного дренирования флюидами в процессе погружения. Здесь также отмечается хорошая взаимосвязь значений давлений в глинах.

Во многих случаях необходимо провести оценку поровых давлений по данным сейсмических скоростей до начала бурения скважин. Иллюстрация подобного примера приведена на рис. 2.17 [Dugan, Fleming, 1998]. На рис. 2.17, а показан анализ среднеквадратических значений скоростей продольной волны, полученных относительно традиционным методом анализа кинематических поправок на восточно-западном сейсмическом профиле месторождения Саут-Юджин-айленд, вдоль северной границы площади (показано на рис. 2.7). В целом, среднеквадратические значения скорости увеличиваются с глубиной, как предполагалось, хотя необычно низкие скорости наблюдаются на глубинах между пунктами возбуждения 1 500 и 1 600. На рис. 2.17, б показаны интервальные скорости (скорости

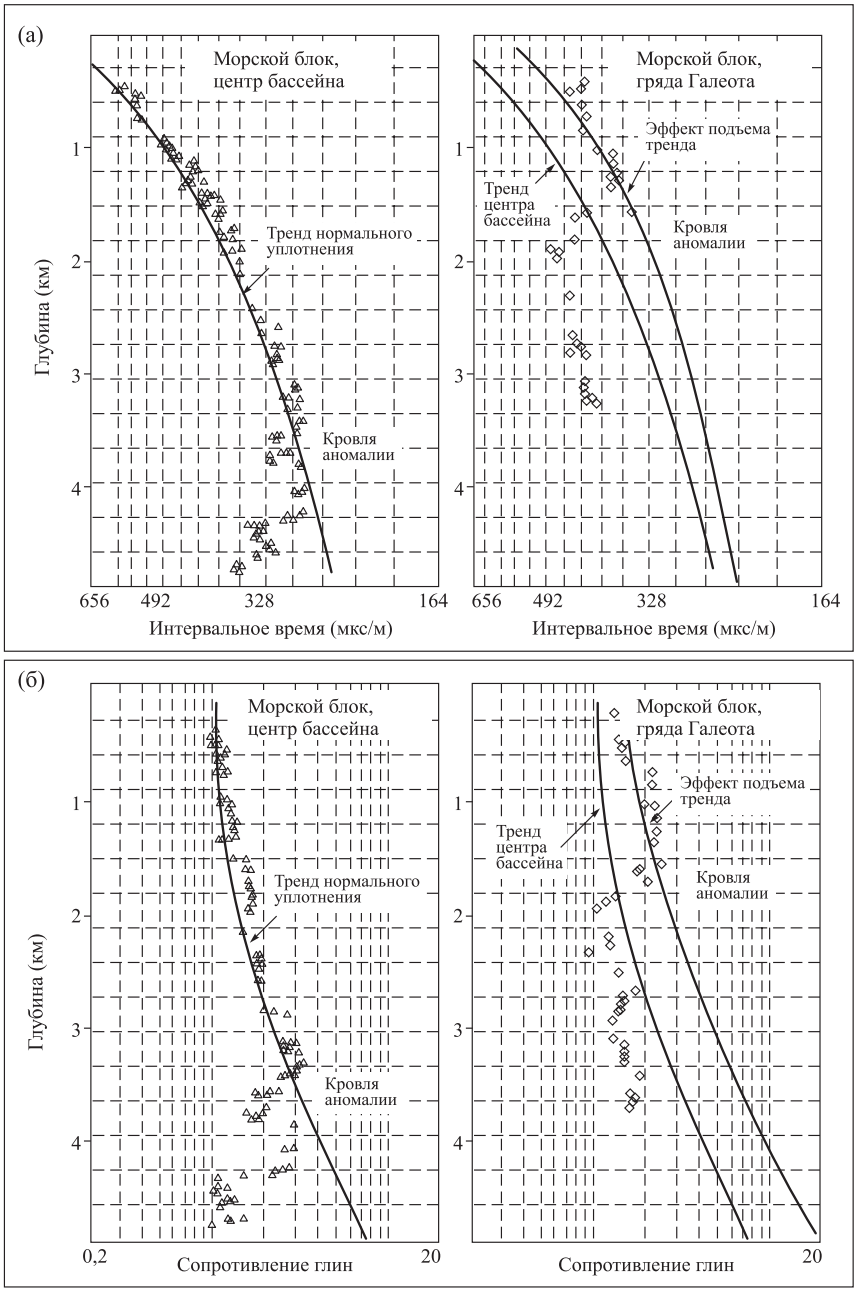


Рис. 2.15. Данные по тренду уплотнения на месторождении в Тринидаде, полученные на основе (а) интервальных времен и (б) электрических сопротивлений. Предполагается, что отклонение от нормального тренда уплотнения является доказательством повышенного давления (аномально низкого эффективного напряжения) для обоих наборов данных, указывая на наличие повышенного давления в центре бассейна, на глубине $\sim 3\,500$ м, и в непосредственной близости от гряды Галеота, на глубине 1 585 м [Hepperd, Cander, 1998]

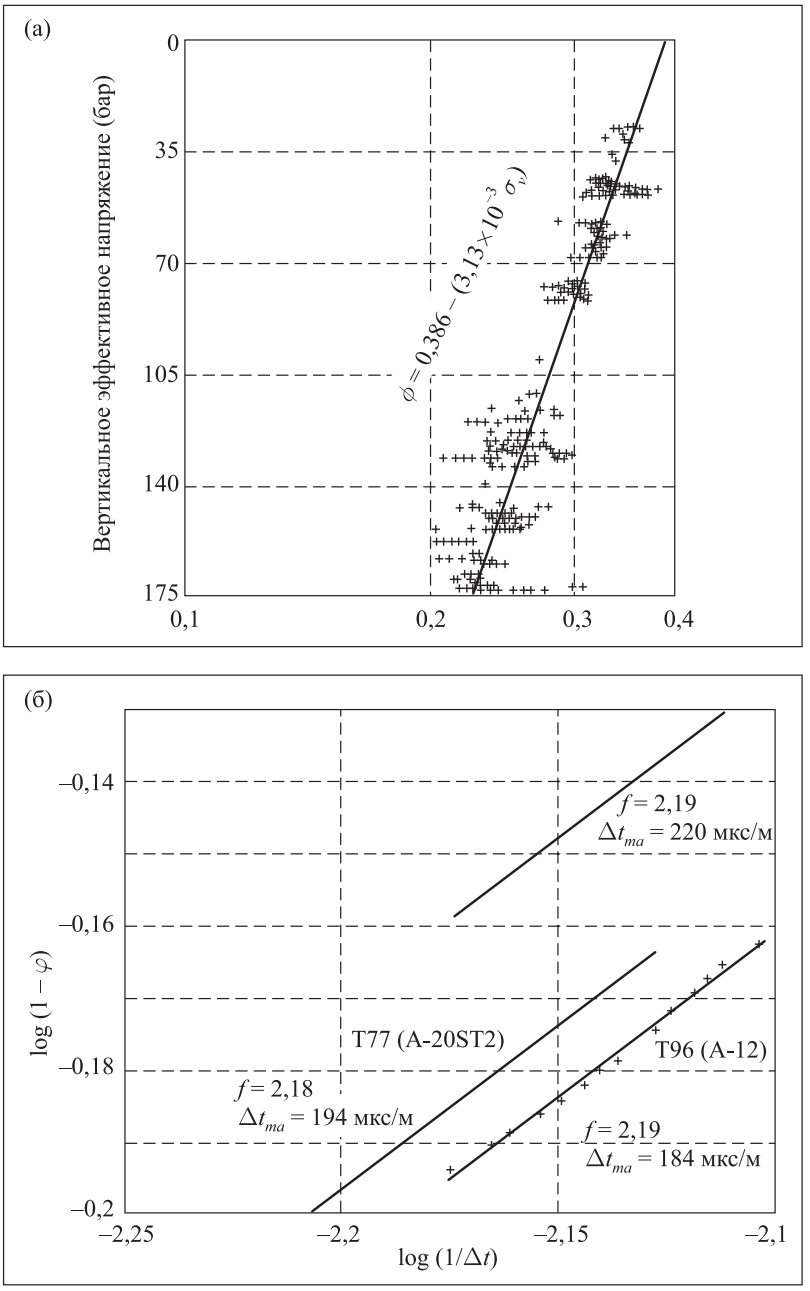


Рис. 2.16. (а) График, который иллюстрирует уменьшение пористости глин с увеличением эффективных напряжений на месторождении Саут-Юджин-Айленд (блок 330). Данные основаны на геофизических исследованиях скважин [Finkbeiner, Zoback, 2001]. Такие измерения используются для определения параметра уплотнения β_c, описанного в тексте. (б) Лабораторные измерения изменений пористости по интервальному времени (V_p^{-1}) продольных волн проводятся для определения акустического параметра пористости f, описанного в тексте

в отдельных породах), полученные после процедуры коррекции кинематических коэффициентов. Интервальные скорости увеличиваются с глубиной, как предполагается при уплотнении осадков, но отмечаются два участка с необычными интервальными скоростями — относительно высокие скорости западнее пункта возбуждения 1 600, на глубине песчаников JD, и относительно низкие интервальные скорости в непосредственной близости от песчаников GA, JD и OI, восточнее разлома, около пункта возбуждения 1700.

При интерпретации интервальных скоростей для оценки поровых давлений, иногда используют следующее уравнение [Bowers, 1994]:

$$V_i = 1\,524 + A\sigma_v^B, \tag{2.9}$$

где V_i — интервальная скорость (м/с), A и B — эмпирические константы ($A = 1{,}448$, $B = 0{,}62$) [Stump, 1998]. В связи с увеличением σ_v (градиент 0,21 бар/м) уравнение можно представить в виде

$$P_p = 0{,}21z - \left(\frac{V_i - 1\,524}{1{,}448}\right)^{\frac{1}{0{,}62}}, \tag{2.10}$$

где глубина z представлена в метрах. Пример применения данного уравнения для оценки порового давления показан на рис. 2.17, в. Восточнее разлома, на пункте возбуждения 1700 отмечается необычно низкая интервальная скорость, предполагающая необычно высокое поровое давление на глубинах JD и OI песчаников. Поровое давление представлено в единицах плотности бурового раствора, в связи с тем, что подобная информация (рис. 2.17, в) особенно важна для определения окна плотности бурового раствора, которое обеспечит безопасное бурение (глава 10).

Более прямой подход к оценке поровых давлений по интервальным скоростям сейсмических волн основан на эмпирической корреляции между скоростью продольных волн V_p, скоростью поперечных волн V_s (обе скорости в км/с), средним эффективным напряжением σ в кбар (1 кбар = 10^3 бар), пористостью ϕ и глинистостью C, основанной на петрографических исследованиях шлифов ($0 \leqslant C \leqslant 1$). Следующие формулы были получены в работе [Eberhart-Phillips, Han, 1989] для 64 различных песчаников с различным содержанием глин путем всесторонних лабораторных измерений [Han, Nur, 1986]:

$$V_p = 5{,}77 - 6{,}94\phi - 1{,}73\sqrt{C} + 0{,}446(\sigma - e^{-16{,}7\sigma}), \tag{2.11}$$

$$V_s = 3{,}70 - 4{,}94\phi - 1{,}57\sqrt{C} + 0{,}361(\sigma - e^{-16{,}7\sigma}). \tag{2.12}$$

Обычно требуется целый ряд параметров для определения связи между V_p, V_p/V_s и эффективным напряжением, однако методика прогноза поровых давлений по зависимостям (2.11), (2.12) доказала возможность ее применения во многих случаях. В связи с тем, что зависимости между V_p/V_s и эффективным напряжением,

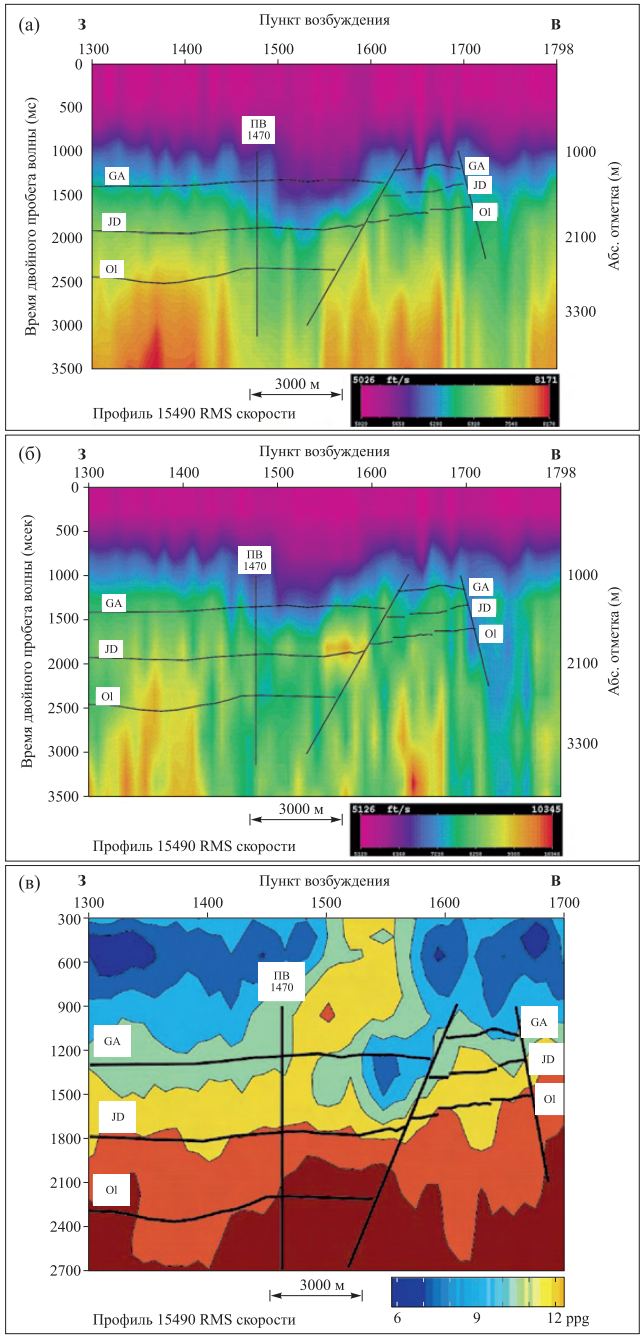


Рис. 2.17. Оценка поровых давлений по сейсмическим данным вдоль западно-восточного профиля на месторождении Саут-Юджин-Айленд [Dugan, Fleming, 1998]: (а) скорости суммирования (кинематические поправки), (б) интервальные скорости, определенные по среднеквадратическим значениям скоростям, (в) поровые давления, полученные по интервальным скоростям (по методике, рассмотренной в тексте)

пористостью и содержанием глин не уникальны, увеличение значения V_p/V_s может указывать на уменьшение эффективного напряжения (увеличение поровых давлений), увеличение содержания глин или некоторые комбинации обоих параметров.

Когда применяется методика, приведенная выше, важно помнить о ряде осложняющих факторов. Во-первых, важно отметить, что эти методики наилучшим образом применяются на глинах; вариации в цементации и диагенезе в песчаниках и карбонатах затрудняют использование данной методики. Данные вариации действуют на характер уплотнения с глубиной так, что зависимости, подобные уравнению (2.4), становятся неприемлемыми [Burrus, 1998]. Во-вторых, методика предполагает, что все глины данного разреза имеют один и тот же тренд уплотнения. Вариации литологии глин с глубиной могут быть связаны с уменьшением эффективного напряжения, однако литологические изменения не всегда приводят именно к этому результату. В-третьих, существуют различные мнения о том, как измерения давления или напряжения в лабораторных условиях коррелируют с полевыми измерениями. Соответствует ли гидростатическое прикладываемое давление вертикальному (литостатическому) напряжению S_{v}? Соответствует ли тест на одноосное сжатие при ограничении радиальной деформации напряжению S_{v}? Соответствует ли гидростатическое прикладываемое давление (или среднее напряжение в тесте на одноосное сжатие) среднему напряжению в породе, требующему для расчетов данных о значениях величин S_{hmin} и S_{Hmax}? Детально эти вопросы рассмотрены в работе [Harrold, Swarbrick, 1999]. Мы рассмотрим их в главе 3, где также предполагается, что потеря пористости является функцией, зависящей от давления и напряжения.

В дополнение к осложняющим факторам, которые уже были отмечены (и которые уже были достаточно подробно описаны), важно отметить причины, по которым рассмотренные типы методик оценки поровых давлений не могут применяться в определенных геологических условиях. Процесс уплотнения сопровождается погружением, вследствие чего эффективное напряжение монотонно увеличивается. Следовательно, в таких регионах отклонение от ожидаемой пористости для данной глубины является признаком аномально высокого порового давления. В регионах со сложной обстановкой осадконакопления и/или историей возникновения аномальных поровых давлений фундаментальное предположение о монотонном увеличении эффективного напряжения с глубиной и временем является некорректным. Как отмечено в работе [Burrus, 1998], в ходе лабораторного теста, результаты которого проиллюстрированы на рис. 2.18, а, при уменьшении эффективного напряжения после нагрузки пористость не изменяется. Важность этого явления заключается в том, что уменьшение пористости, связанное с уплотнением, связано с необратимыми деформациями. Как видно из рисунка 2.18, а, приблизительно постоянное значение пористости вдоль пути разгрузки связано с большим интервалом ($\sim$ 160–400 бар) эффективных напряжений, что делает невозможной оценку поровых давлений на данной глубине по зависимости по-

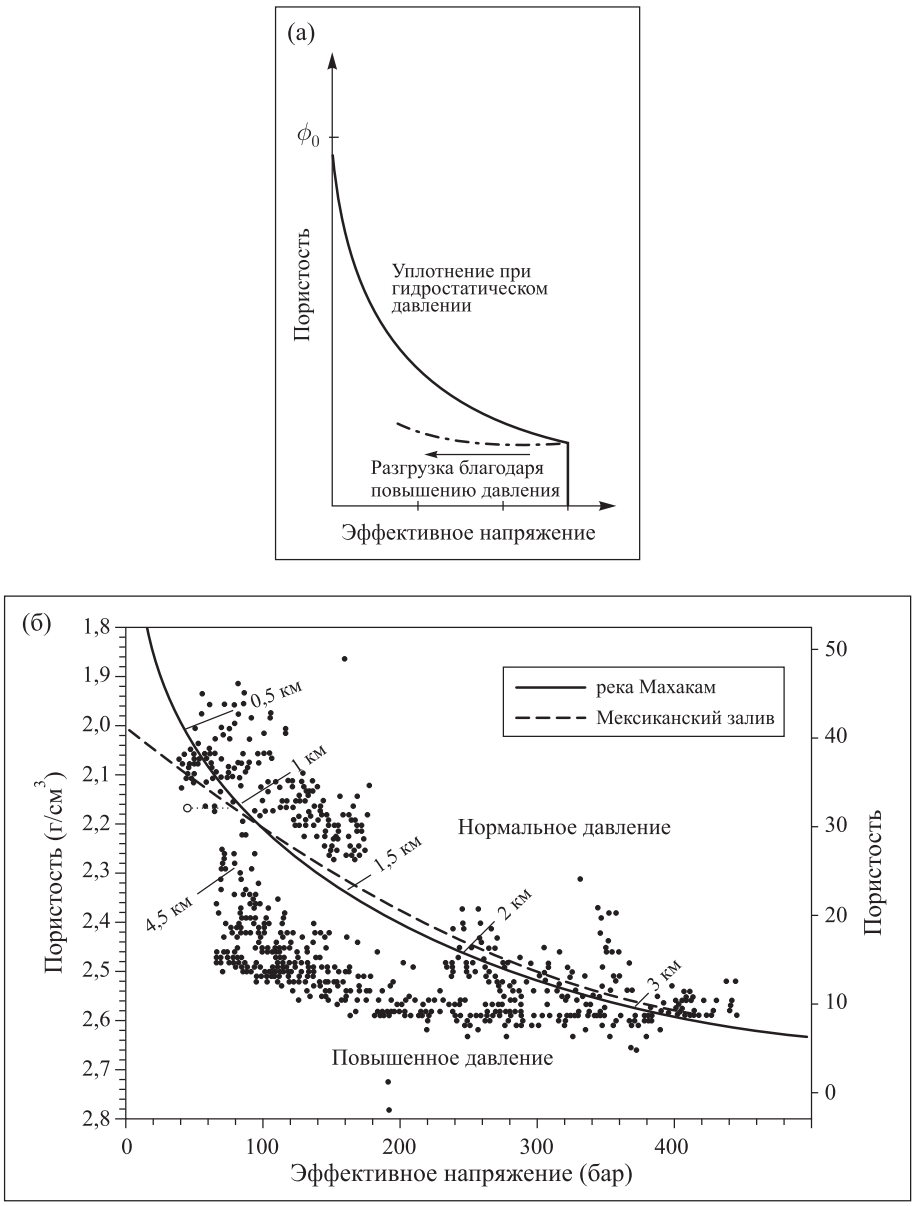


Рис. 2.18. (а) Схема незначительного восстановления пористости, встречающейся при разгрузке в слабосцементированных осадках. Таким образом, если текущее состояние залежи представлено пластами, которые были разгружены, значение пористости приблизительно одинаково в значительном интервале эффективных нагрузок (т. е. поровых давлений). (б) Полевые данные по дельте реки Махакам [Burrus, 1998], которые показывают, что из-за повышения давления на глубинах более 3 км не удается сделать оценку поровых давлений по зависимостям между пористостью и эффективным напряжением

ристости от эффективного напряжения. Таким образом, эта тенденция является уникальной геофизической зависимостью при разгрузке, особенно при низких эффективных напряжениях (до 150 бар на рис. 2.18, б), что помогает идентифицировать случаи ее проявления [Bowers, 1994]. Например, индуцированная микротрещиноватость может влиять на акустическую скорость или электрическое сопротивление, но не на объемные измерения, такие как плотность или нейтронная пористость.

Существует целый ряд геологических процессов, которые могут являться последствиями или результатом эффекта разгрузки. Например, это может быть повышение порового давления после начального погружения (причины изменения давления связаны с различными процессами, описанными выше) или быстрый подъем и эрозия. Оценку поровых давлений по приведенным выше методикам следует проводить с большой осторожностью на участках со сложным погружением и тектонической историей. На таких участках изменение пористости более корректно можно прогнозировать по взаимосвязи между переменными, которые необходимо знать для нахождения среднего эффективного напряжения $(S_{\mathrm{Hmax}} + S_{\mathrm{hmin}} + S_{\mathrm{v}})/3 - P_p$ (глава 3). Однако в областях со значительным тектоническим сжатием методы оценки порового давления требуют наличия данных обо всех трех главных напряжениях. Существует ряд работ [Law, Ulmishek, 1998; Huffman, Bowers, 2002], авторы которых считают, что оценку поровых давлений достаточно сложно осуществить на участках, где использование описанных выше методов значительно осложняется при учете сжимающих напряжений.

Полевые данные по дельте реки Махакам, представленные на рис. 2.18, б [Burrus, 1998], демонстрируют этот эффект. Отмечается уменьшение пористости (и увеличение плотности) одновременно с увеличением эффективного напряжения до глубины ~ 3 км, где отмечается нормальное уплотнение и гидростатическое поровое давление. Однако когда отмечается повышенное давление на глубинах более 3 км, большой интервал эффективных напряжений (большой интервал повышенных давлений) связан с почти постоянной пористостью. Так, на глубине 4 км ожидается вертикальное напряжение ~ 900 бар и эффективное напряжение ~ 150 бар, что предполагает поровое давление ~ 75 МПа ($\lambda = 0{,}83$). Несмотря на это, если интерпретировать по кривой нагрузки, пористость на указанной глубине будет равна $\sim 12\,\%$, прилагаемое эффективное напряжение ожидается около 350 бар. Здесь наглядно проиллюстрирован результат недооценки порового давления: 200 бар — очень значимая величина. Возвращаясь к сказанному выше, простые кривые уплотнения не пригодны для прогноза поровых давлений в тех случаях, речь идет о высоких тектонических напряжениях или когда поровое давление значительно увеличивается после погружения и начала уплотнения.

Глава 3

Основные законы механики

В данной главе мы рассмотрим ряд основных законов, описывающих деформацию горной породы. По сути, основные законы описывают деформацию пород как реакцию на прилагаемое напряжение. В связи с многогранностью данной темы, приведенные ниже материалы охватывают только ключевые принципы, имеющие отношение к теме книги.

В конце данной главы мы коснемся специфических вопросов, относящихся к вязкому уплотнению несцементированных песков. Как показано ниже, присутствие воды или нефти в порах горной породы может вызывать нестационарные деформации некоторых пороупругих пород. Также рассмотрены процессы вязких деформаций сухих несцементированных песков. Далее будет показано, что совместно с пороупругими деформациям проявляются нестационарные деформации матрицы горной породы. Оценка этих процессов очень важна по нескольким причинам. Прежде всего, многие нефтяные и газовые месторождения мира расположены именно в таких горных породах. Поэтому важно точно предсказать: (i) степень уплотнения при истощении (особенно влияние на режим уплотнения пласта), (ii) как эффект уплотнения отражается на фильтрационных свойствах залежи (например, на проницаемости) и (iii) степень влияния на окружающие пласты (например, проседание поверхности и реактивация разломов). Описание базовых принципов вязкого уплотнения несцементированного песчаника находится за пределами рассмотрения данной главы. Но, несмотря на это, уплотнение залежей, основанное на этих принципах, более детально рассматривается в главе 12. Существует ряд прекрасных работ по основным законам деформирования горных пород [Charlez, 1991; Paterson, Wong, 2005; Pollard, Fletcher, 2005], однако теория вязких деформаций в очень рыхлых горных породах, интенсивно изучаемая в механике твердых тел и инженерной геомеханике, еще недостаточно широко используется для исследования месторождений углеводородов.

Схематическая диаграмма, приведенная на рис. 3.1, иллюстрирует четыре типа основных моделей для гомогенных и изотропных материалов. Каждый из этих типов подробно описан ниже в этой главе, но сначала может быть ввести некоторые термины.

Линейно-упругий материал (рис. 3.1, а). Напряжение и деформации линейно пропорциональны друг другу, а деформация обратима. Это можно представить в виде силы, приложенной к пружине, где коэффициент пропорциональности

является константой жесткости пружины k. В идеально упругой породе деформации линейно зависят от прилагаемого напряжения, а жесткость породы — модуль Юнга E. На рис. 3.2 представлено исследование образца реальной горной породы, хорошо сцементированный песчаник демонстрирует почти идеальное упругое поведение на значительном диапазоне прилагаемых напряжений. При приложении осевого напряжения отмечается некоторое искривление зависимости напряжение/деформация на начальном интервале нагрузок, что происходит в результате закрытия микротрещин. После закрытия микротрещин (при напряжении около 90 бар) порода показывает линейно-упругий характер поведения до достижения нагрузки около 450 бар. При этом давлении напряжение, прилагаемое к породе, настолько велико, что начинаются повреждения породы, такие как необратимые, или *пластические*, деформации, наблюдаемые до окончательного разрушения образца при напряжении около 500 бар (разрушение пород детально рассматривается в главе 4).

Рис. 3.2 иллюстрирует причины, по которым метод оценки прочности материалов для разрушения образца горной породы, использованный применительно к разрушению стенок скважин (описанному в следующих главах), часто является полезным упрощением по сути сложного процесса разрушения пород. При использовании различных методов оценки прочности материалов предполагается, что деформация породы является упругой до точки разрушения. На рис. 3.2 видно, что разрушению предшествует небольшая степень неупругих деформаций, а значит, такое предположение не является строго корректным. Несмотря на это, для хорошо сцементированных пород метод оценки прочности материалов может быть использован при аппроксимации начала разрушения. В рыхлых слабосцементированных породах применение аппроксимации является более сомнительным.

Рис. 3.1, б схематично иллюстрирует степень влияния воды (или нефти) в поровом пространстве на поведение горных пород. Пористая среда, насыщенная флюидом, демонстрирует *пороупругую* модель поведения. Одна из особенностей пороупругости — зависимость жесткости насыщенных флюидом пород от скорости приложения внешних сил. Когда происходит быстрое приложение силы, поровое давление в породе увеличивается и происходит перераспределение части прилагаемого давления (при отсутствии дренажа). Таким образом, если усилие прикладывается быстрее, чем может перераспределяться давление флюида, то флюид принимает на себя часть прилагаемой нагрузки и порода становится более жесткой. Если же внешняя сила прилагается медленно, то любое повышение давления флюида, связанное со сжатием пор, успевает распределиться внутри породы за счет дренажа; таким образом, жесткость породы остается такой же, как при отсутствии флюида. Очевидно, что между скоростью нагрузки, проницаемостью пород и вязкостью порового флюида существует зависимость, которая рассматривается далее. Для данной дискуссии важно отметить, что деформация пороупругого материала имеет временную зависимость, по свойствам

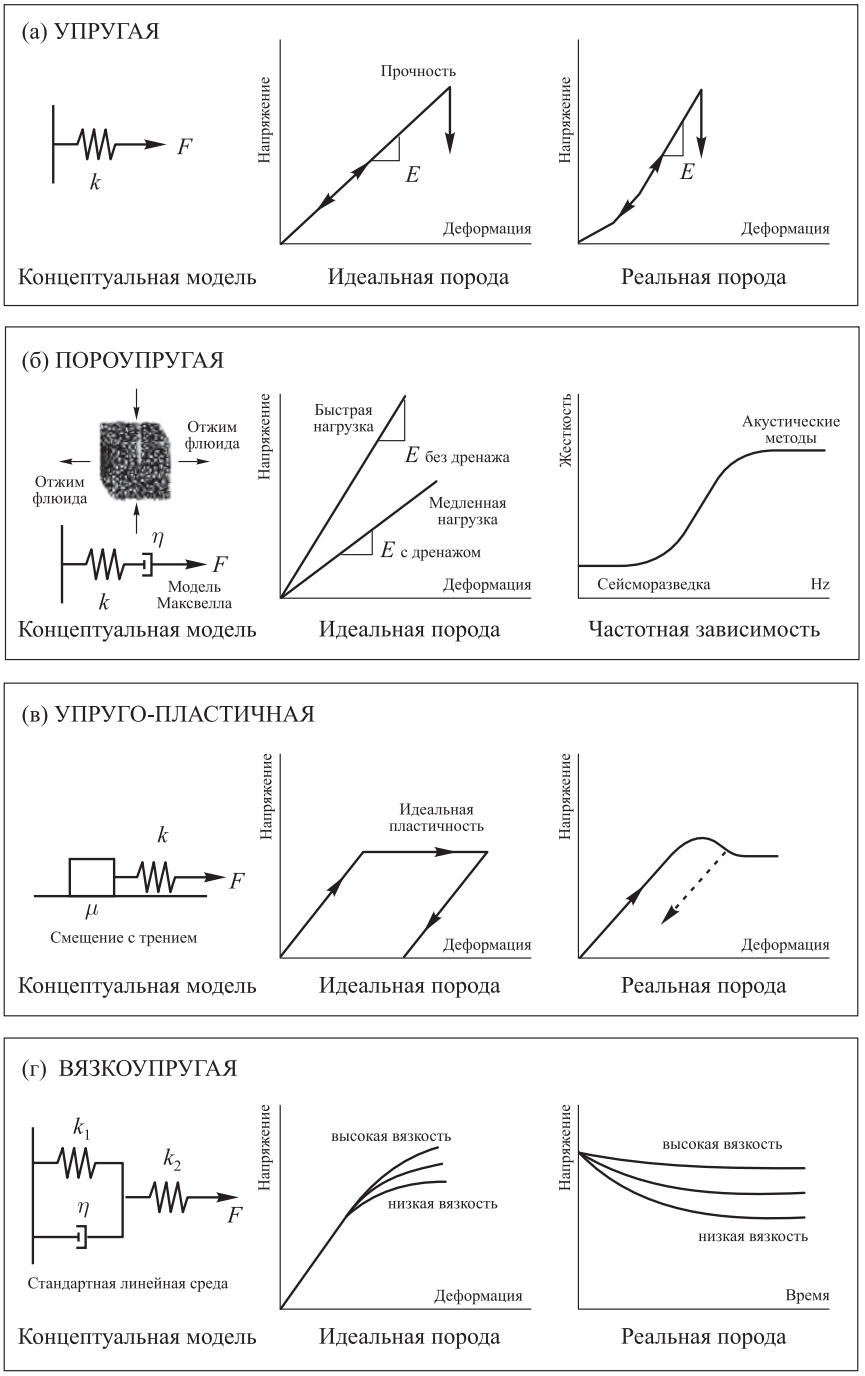


Рис. 3.1. Схематическая иллюстрация упругой, пороупругой, упруго-пластичной и вязкоупругой моделей. Слева показаны модели физических аналогов, в центре — идеализированные кривые напряжение/деформация, справа — схематические графики поведения реальных пород

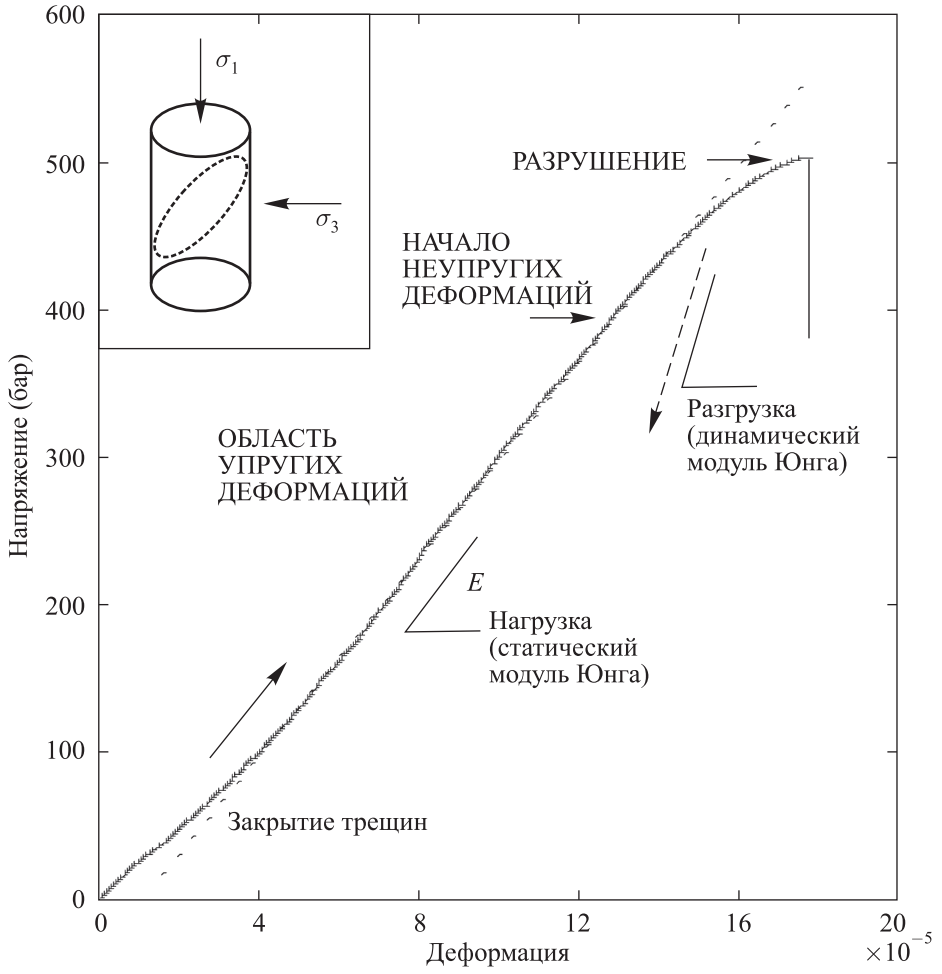


Рис. 3.2. Типичный график зависимости напряжение/деформация для хорошо сцементированной породы при одноосном сжатии. На начальном этапе приложения напряжений отмечается незначительное отклонение в результате закрытия микротрещин, далее наблюдается линейная упругая зависимость на значительном интервале напряжений. Неупругие деформации отмечаются перед разрушением породы в результате появления дефектов

совместимую с *вязкоупругими* материалами, как представлено на рис. 3.1, г и рассматривается далее.

Рис. 3.1, в иллюстрирует *упруго-пластическую* модель. В этом случае порода остается упругой до достижения значения напряжений, на которых проявляется текучесть; далее порода претерпевает пластические деформации. На ветви разгрузки порода снова становится упругой. Хотя некоторые высокодеформируемые породы ведут себя таким образом в лабораторных тестах (схема справа), мы рассмотрим в главе 4, что этот тип поведения также является характери-

стикой деформации в верхних слоях земной коры, в приложении к смещению по разломам. В этом случае заметная деформация (смещение по разлому) может встречаться при относительно постоянном уровне напряжений (это требует оптимальной ориентации разломов для смещения).

Как уже упоминалось, деформации вязкоупругих пород зависят от скорости приложения напряжений или перемещений (рис. 3.1, г). Напряжение, необходимое для определенной деформации в породах, зависит от кажущейся вязкости η пород (схема в центре). Необходимо обратить внимание на результаты действия напряжений на мгновенные деформации (схема справа), которые затухают со скоростью, зависимой от вязкости пород. Концептуальная модель, показанная слева на рис. 3.1, г, соответствует специфическому типу вязкоупругих материалов, известному как *стандартная линейная среда*. Ряд других типов вязких материалов приводится ниже. Вязкие материалы, получающие постоянную деформацию после приложения нагрузки, определяются как *вязкопластичные*.

Для более точного описания основных законов необходимо иметь строгое определение деформаций в компонентах тензора деформаций второго порядка, ε_{ij}, по уравнению

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\delta u_i}{\delta x_j} + \frac{\delta u_j}{\delta x_i}\right). \tag{3.1}$$

В однородных и изотропных материалах главные напряжения и главные деформации действуют в одних направлениях.

Некоторые физически значимые компоненты деформаций приведены на рис. 3.3: осевое сжатие и боковое растяжение при одноосном сжатии (рис. 3.3, а), сдвиговая деформация в результате приложения простого сдвигового напряжения (рис. 3.3, б), объемные деформации в результате сжатия тела при изостатическом среднем напряжении (которое соответствует однородному прилагаемому давлению в лабораторных экспериментах) S_{00} (рис. 3.3, в), где

$$\varepsilon_{00} = \varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33}, \qquad S_{00} = \frac{1}{3}(S_{11} + S_{22} + S_{33}). \tag{3.2}$$

Линейная упругость

Теория упругости обычно рассматривается в области бесконечно малых деформаций. В этом случае нет значительных разрушений или изменений структуры материала в результате приложенного напряжения и предполагается, что напряжения и деформации линейно пропорциональны и полностью обратимы. В таких материалах напряжение может быть выражено в величинах деформации по следующему уравнению:

$$S_{ij} = \lambda\delta_{ij}\varepsilon_{00} + 2G\varepsilon_{ij}, \tag{3.3}$$

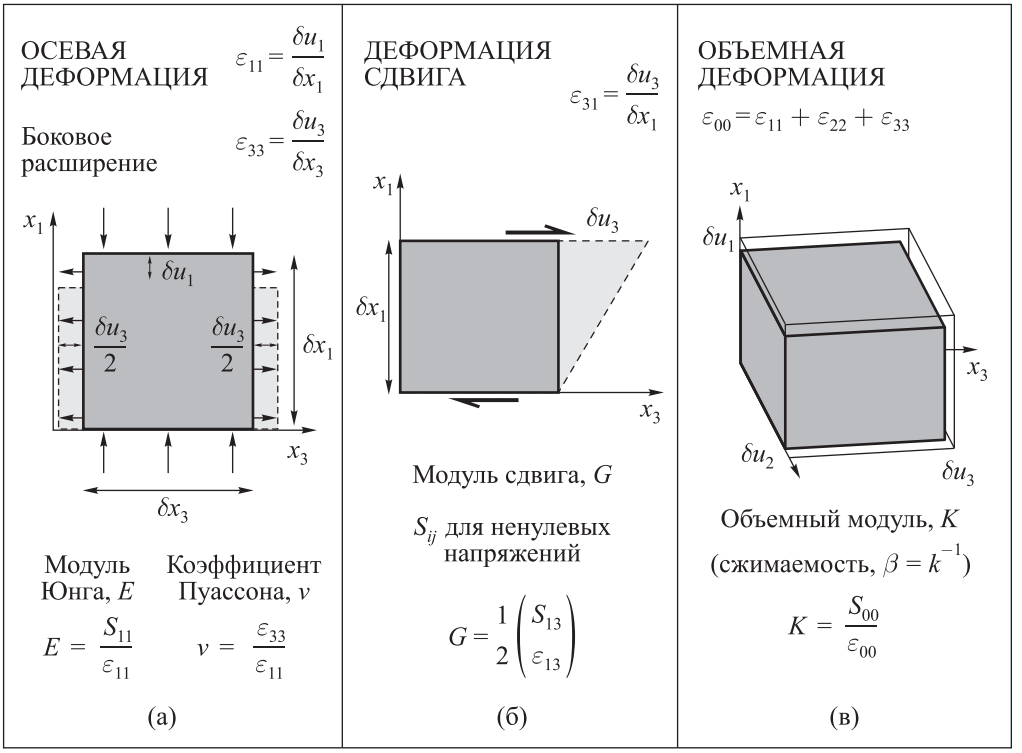


Рис. 3.3. Схема взаимосвязи между напряжением, деформацией и физически значимые модули упругости, применяемые в различных моделях деформации

где символ Кронекера δ_{ij} представлен в виде

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1, & i = j, \\ 0, & i \neq j. \end{cases}$$

После преобразования уравнения (3.3) получаем:

$$\begin{aligned} S_1 &= (\lambda + 2G)\varepsilon_1 + \lambda\varepsilon_2 + \lambda\varepsilon_3 = \lambda\varepsilon_{00} + 2G\varepsilon_1, \\ S_2 &= \lambda\varepsilon_1 + (\lambda + 2G)\varepsilon_2 + \lambda\varepsilon_3 = \lambda\varepsilon_{00} + 2G\varepsilon_2, \\ S_3 &= \lambda\varepsilon_1 + \lambda\varepsilon_2 + (\lambda + 2G)\varepsilon_3 = \lambda\varepsilon_{00} + 2G\varepsilon_3; \end{aligned}$$

здесь λ (константа Ламе), K (объемный модуль) и G (модуль сдвига) являются упругими модулями.

Существуют пять наиболее часто используемых упругих модулей для однородных изотропных пород. Как показано на рис. 3.3, чаще всего используется объемный модуль K, который определяет жесткость материалов при гидростатическом сжатии по уравнению

$$K = \frac{S_{00}}{\varepsilon_{00}}.$$

Физический смысл модуля K представлен на рис. 3.3, в. Сжимаемость пород β определяется уравнением $\beta = K^{-1}$. Модуль Юнга E — жесткость пород при простом (неограниченном) одноосном сжатии (S_{11} только при напряжении не равном нулю):

$$E = \frac{S_{11}}{\varepsilon_{11}}.$$

Модуль E представлен на рис. 3.3, а (и рис. 3.2). В этих тестах коэффициент Пуассона ν — отношение бокового растяжения к осевому сжатию:

$$\nu = \frac{\varepsilon_{33}}{\varepsilon_{11}}.$$

В несжимаемых флюидах $\nu = 0{,}5$.

Физический процесс для модуля сдвига G показан на рис. 3.3, б. Это отношение прилагаемого напряжения сдвига к соответствующей деформации сдвига:

$$G = \frac{1}{2}\left(\frac{S_{13}}{\varepsilon_{13}}\right).$$

Модуль сдвига флюидов обычно равен нулю. Пятый общий упругий модуль, константа Ламе λ, не имеет прямого физического представления. В материалах с коэффициентом Пуассона, равным $0{,}25$ (твердое тело Пуассона), принято $\lambda = G$.

Рис. 3.4 представляет данные *статических* лабораторных измерений величин E и ν для образцов песчаников, известняков и глин, по которым также проведены измерения пористости [Lama, Vutukuri, 1978]. Статика подразумевает, что измерения были выполнены в условиях, аналогичных идеализированным экспериментам, приведенным на рис. 3.3. Такие измерения отличаются от динамических измерений упругих модулей, основанных на сейсмических скоростях, и лабораторных измерений в ультразвуковых частотах ($\sim 10^6$ Гц), которые рассмотрены ниже. Как показано на рис. 3.4, относительно низкопористые песчаники (0–6 %) имеют модуль Юнга около 50 ГПа и коэффициент Пуассона около $0{,}125$, тогда как относительно высокопористые песчаники (более 16 %) имеют значительно меньшие модули Юнга и более высокий коэффициент Пуассона. Аналогично, относительно низкопористые известняки имеют очень высокий модуль Юнга (~ 80 ГПа), тогда как высокопористые известняки имеют более низкую величину жесткости. Взаимосвязь между пористостью и коэффициентом Пуассона для известняков менее ясна, чем для песчаников, в связи с тем, что большинство величин равно $0{,}2$–$0{,}3$, независимо от пористости. Для нескольких образцов глин в этом наборе данных трудно определить какую-либо зависимость между пористостью и коэффициентом Пуассона.

Важным аспектом теории упругости в гомогенных и изотропных материалах является необходимость наличия всего двух упругих модулей для полного описания поведения материалов. Деформация может быть выражена через величины

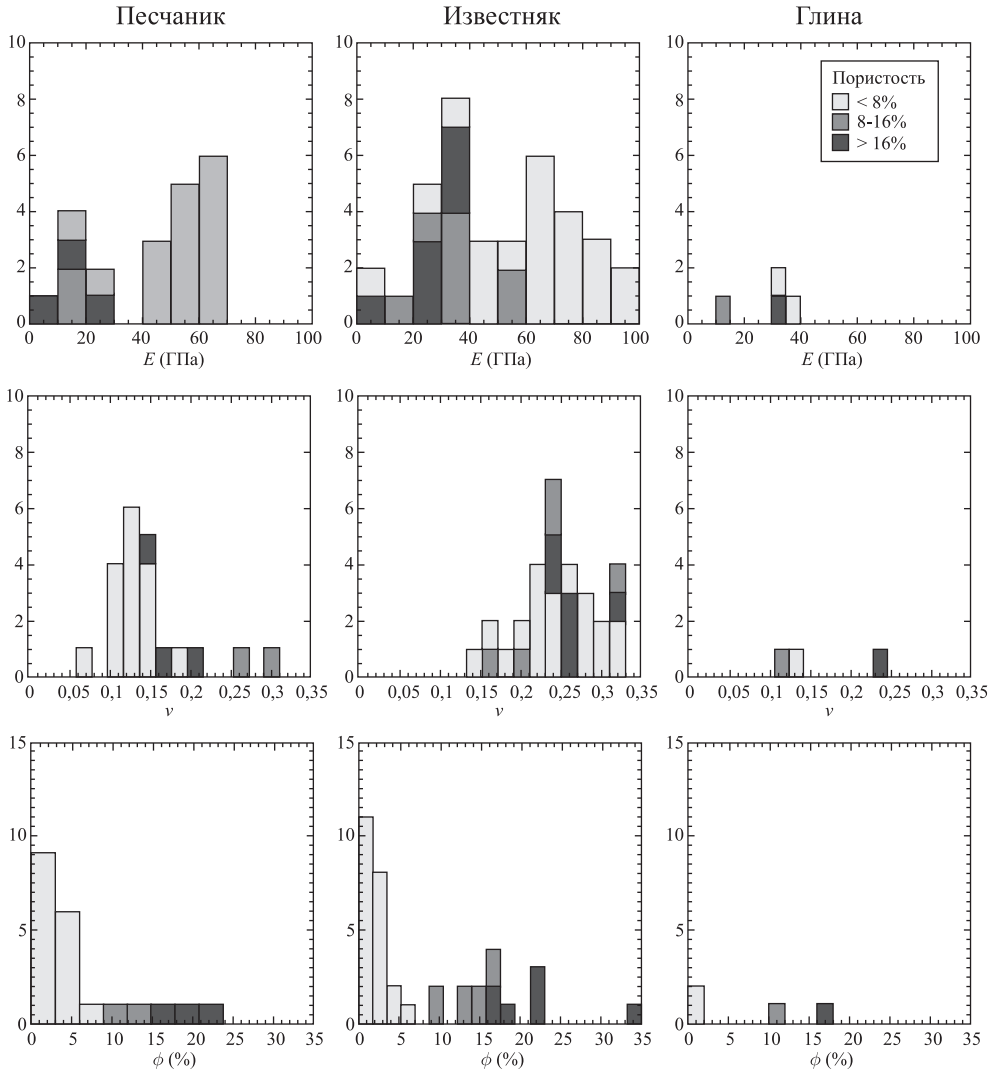


Рис. 3.4. Типичные величины статических измерений модуля Юнга E, коэффициента Пуассона ν и пористости ϕ для песчаников и известняков (Lama, Vutukuri, 1978)

прилагаемых напряжений по следующему уравнению:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2G}(S_{ij} - \delta_{ij}S_{00}) + \frac{1}{3K}\delta_{ij}S_{00}. \tag{3.4}$$

В связи с необходимостью наличия только двух упругих модулей, все модули удобно связать между собой. Например, если известен объемный модуль и модуль Юнга, может быть вычислен модуль сдвига:

$$G = \frac{3KE}{9K - E}.$$

Взаимосвязть таких эквивалентных уравнений представлена в таблице 3.1 [Birch, 1961].

Необходимо отметить, что закрытие трещин на начальном этапе нагрузки образца, при очень низких напряжениях (как представлено на рис. 3.2), является примером нелинейной упругости. При закрытии трещин с увеличением нагрузки образец становится более жестким; если напряжение на образец уменьшается, то же происходит с жесткостью, с высокой степенью повторяемости. Таким образом напряжения и деформации пропорциональны и деформация полностью обратима, но при этом напряжения и деформации зависимы нелинейно.

Упругие модули и скорость сейсмических волн

В упругих изотропных гомогенных средах упругие модули также могут быть определены по скорости продольных (V_p) и поперечных волн (V_s) с использованием следующих уравнений:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 4G/3}{\rho}}, \qquad V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}}. \tag{3.5}$$

Обычно V_p всегда больше, чем V_s (при $\nu = 0{,}25$, $V_p/V_s = \sqrt{3} = 1{,}73$), и $V_s = 0$ в жидкостях.

Иногда также полезно обратить внимание на относительную жесткость пород, определяемую по скорости сейсмических волн. Для этих целей определен так называемый M-модуль:

$$M = V_p^2 \rho = K + \frac{4G}{3}.$$

Коэффициент Пуассона может быть определен по величинам V_p и V_s на основе следующего уравнения:

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}. \tag{3.6}$$

В связи с тем, что пористые осадочные породы обычно насыщены водой, нефтью или газом, важно напомнить, что пороупругий эффект имеет частотную зависимость от сейсмических скоростей (*дисперсию*), которая подразумевает частотную зависимость упругих модулей. Этот эффект рассматривается ниже в контексте пороупругости и вязкоупругости.

Анизотропия упругости

Ряд факторов может сделать породы анизотропными — ориентированные микротрещины [Hudson, 1981], значительное различие между минимальным

Таблица 3.1. Взаимосвязь между упругими модулями в изотропных материалах

K	E	λ	ν	G	M
$\lambda+\frac{2G}{3}$	$G\frac{3\lambda+2G}{\lambda+G}$	—	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$	—	$\lambda+2G$
—	$9K\frac{K-\lambda}{3K-\lambda}$	—	$\frac{\lambda}{3K-\lambda}$	$3\frac{K-\lambda}{2}$	$3K-2\lambda$
—	$\frac{9K-G}{3K-G}$	$K-\frac{2G}{3}$	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$	—	$K+4\frac{G}{3}$
$\frac{\varepsilon G}{3(3G-E)}$	—	$G\frac{E-2G}{3G-E}$	$\frac{E}{2G}-1$	—	$G\frac{4G-E}{3G-E}$
—	—	$3K\frac{3K-E}{9K-E}$	$\frac{3K-E}{6K}$	$\frac{3KE}{9K-E}$	$3K\frac{3K+E}{9K-E}$
$\lambda\frac{1+\nu}{3\nu}$	$\lambda\frac{(1+\nu)(1-\nu)}{\nu}$	—	—	$\lambda\frac{1-2\nu}{2\nu}$	$\lambda\frac{1-\nu}{\nu}$
$G\frac{2(1+\nu)}{3(1-2\nu)}$	$2G(1+\nu)$	$G\frac{2\nu}{1-2\nu}$	—	—	$G\frac{2-2\nu}{1-2\nu}$
—	$3K(1-2\nu)$	$3K\frac{\nu}{1+\nu}$	—	$3K\frac{1-2\nu}{2+2\nu}$	$3K\frac{1-\nu}{1+\nu}$
$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	—	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	—	$\frac{E}{2+2\nu}$	$\frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)(1-2\nu)}$

и максимальным напряжением [Nur, Simmons, 1969], ориентированные минеральные зерна (такие, как слюда и глины) [Sayers, 1994] вдоль плоскостей напластования [Thomsen, 1986], микроскопические трещины и разломы [Mueller, 1991]. Упругая анизотропия может оказывать значительное влияние на скорость сейсмических волн, и это особенно важно в отношении распространения поперечных волн. Ряд исследователей показывают, что ориентация напряжений может быть однозначно определена по анизотропии скоростей поперечных волн [Crampin, 1985], однако во многих случаях не ясна корреляция анизотропии скоростей поперечных волн в объеме пород с текущим состоянием напряжений или преобладающей ориентацией трещин в породах [Zinke, Zoback, 2000], поэтому при картировании напряжений измерения анизотропии скоростей поперечных волн следует использовать с определенной осторожностью. Это говорит о том, что измерения анизотропии скоростей поперечных волн в вертикальных скважинах часто не совпадают с современной ориентацией напряжений [Yale, 2003; Boness, Zoback, 2004]. Более детально этот вопрос рассматривается в главе 8.

В соответствии с моделью упругой анизотропии здесь применяется общая формула связи напряжения от деформации:

$$S_{ij} = c_{ijkl}\varepsilon_{kl}, \tag{3.7}$$

где c_{ijkl} — матрица упругой жесткости, которая представлена тензором четвертого ранга с 81 константой, а суммирование осуществляется через повторяющиеся индексы k и l. Очевидно, что обработка данных о распространении волн че-

рез среду, которая определена 81 упругими константами, может оказаться весьма трудоемким процессом. Симметрия матрицы жесткости (и другие учитываемые факторы) упрощают тензор до 21 константы для основных случаев анизотропных сред. Среды, имеющие определенные степени симметрии, требуют знания всего нескольких констант. Как отмечено выше, изотропные материалы полностью определяются двумя константами, материалы с кубической симметрией полностью описываются тремя константами, материалы с ортогональной изотропией (такие, как тонкослоистые песчаники и пласты глин) характеризуются пятью константами, и так далее. Читателю, интересующемуся распространением волн в породах со слабой ортогональной анизотропией, рекомендуются работы [Thomsen, 1986; Tsvankin, 2001].

Упругая анизотропия, как правило, не очень важна в геомеханике, хотя, как отмечено выше, анизотропия скорости поперечных волн может быть связана с направлениями главных напряжений или структурными особенностями. С другой стороны, анизотропия прочности пород (например, в присутствии ослабленных плоскостей напластования) оказывает значительное влияние на стабильность стволов скважин, как это будет показано в главах 4 и 10.

Пороупругость и эффективное напряжение

В пористых упругих средах, насыщенных флюидом, механика породы описывается теорией пороупругости. Многое в теории пороупругости получено из работы [Biot, 1962]. Эта тема значительно дополнена работами других авторов [Kuempel, 1991; Wang, 2000] и последующее рассмотрение является кратким введением в данную тему.

Три главных предположения, связанных с этой теорией, аналогичны применяемым при определении поровых давлений в главе 2. Во-первых, взаимосвязанная поровая система равномерно насыщена флюидом. Во-вторых, общий объем поровой системы мал по сравнению с объемом породы в целом. В-третьих, мы рассматриваем давление в порах, общее напряжение, воздействующее на породу в целом, и напряжение, действующее на отдельные зерна, в терминах статистически осредненных однородных величин.

Концепция эффективного напряжения основана на работе [Terzaghi, 1923] в области механики грунтов. В работе показано, что поведение грунтов (или насыщенных пород) зависит от эффективного напряжения, градиента внешнего приложенного напряжения и порового давления. Так называемое «простое» определение эффективного напряжения

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - \delta_{ij} P_p \tag{3.8}$$

подразумевает, что поровое давление влияет на нормальные компоненты тензора напряжений σ_{11}, σ_{22}, σ_{33}, но не на сдвиговые компоненты σ_{12}, σ_{23}, σ_{13}. Коэффи-

циент Скемптона B определяется как изменение ΔP_p порового давления в породах в результате приложенного напряжения S_{00} по уравнению $B = \Delta P_p / S_{00}$.

По схеме на рис. 3.5, а видно, что напряжение, действующее на отдельные зерна, является результатом разницы между внешним приложенным нормальным напряжением и внутренним поровым давлением. Если обратить внимание на силы, действующие на единичный контакт зерен, то все силы, действующие на зерно, передаются на контакт зерна. Таким образом, баланс сил

$$F_T = F_g$$

в величинах напряжений и площади может быть выражен как

$$S_{ii} A_T = A_c \sigma_c + (A_T - A_c) P_p,$$

где A_c — площадь контакта зерна, σ_c — эффективное нормальное напряжение, действующее на контакт зерна. Введя параметр $a = A_c / A_T$, уравнение можно представить в виде

$$S_{ii} = a\sigma_c + (1 - a) P_p.$$

Межзерновое напряжение может быть получено взятием предела, где параметр a становится пренебрежимо малым,

$$\lim_{a \to 0} a\sigma_c = \sigma_g,$$

из условия, что «эффективное» напряжение действует на отдельные зерна. Получаем

$$\sigma_g = S_{ii} - (1 - a) P_p = S_{ii} - P_p \tag{3.9}$$

для очень маленьких площадей контактов. Из рис. 3.5, б ясно, что давление порового флюида не действует на сдвиговые компоненты напряжений S_{ij}.

Эмпирические данные показывают, что закон эффективных напряжений является полезной аппроксимацией, которая хорошо работает для описания ряда свойств пород (например, неповрежденная горная порода или сопротивление трению разломов, описанные в главе 4), но для других свойств закон нуждается в модификации. В работе [Nur, Byerlee, 1971] предложен «уточненный» закон эффективного напряжения, который хорошо работает для объемных деформаций. В такой формулировке

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - \delta_{ij} \alpha P_p, \tag{3.10}$$

где α — коэффициент Био

$$\alpha = 1 - K_b / K_g$$

(здесь K_b — дренируемый объемный модуль пород или агрегатов, K_g — объемный модуль отдельных зерен пород). Обычно $0 \leqslant \alpha \leqslant 1$. Для прочных пород с несвязанным поровым пространством (таких, как кварциты)

$$\lim_{\phi \to 0} \alpha = 0,$$

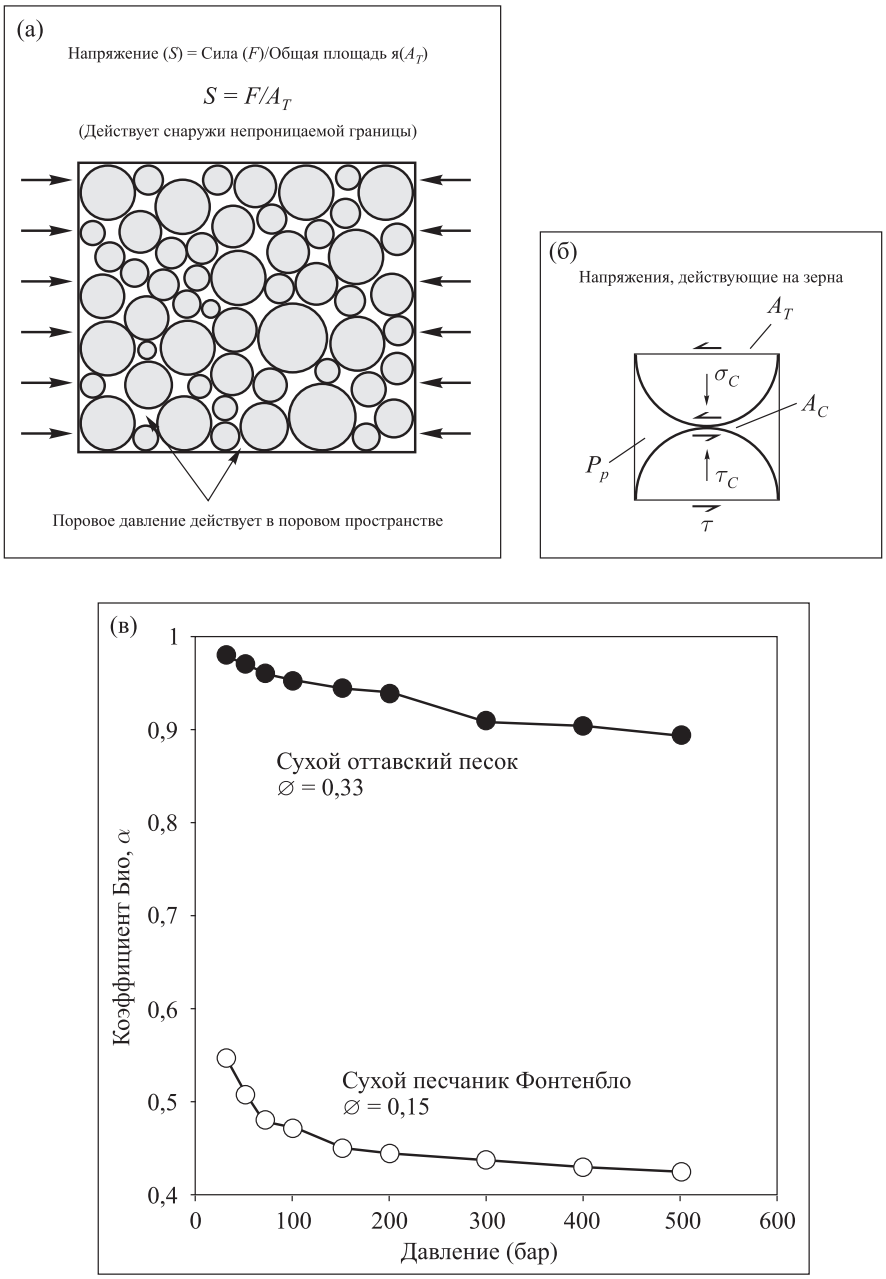


Рис. 3.5. (а) Схема пористой среды: внешнее прилагаемое напряжение, действующее на непроницаемую границу, и давление, действующее внутри пор. (б) Схема в масштабе зерен: сила, действующая на контакт зерен, является функцией разницы между прилагаемой силой и поровым давлением. Поскольку A_c/A_T стремится к нулю, напряжение, действующее на контакты зерен, определяется законом эффективного напряжения Терцаги (см. текст). (в) Лабораторные измерения коэффициента Био α для пористого песка и плотносцементированного песчаника

а значит, поровое давление не оказывает влияния на поведение пород. И наоборот, для пористых, податливых формаций (таких, как несцементированные пески)

$$\lim_{\phi \to 0} \alpha = 1$$

и поровое давление имеет максимальное влияние. На рис. 3.5, в показаны измеренные величины коэффициента Био для двух материалов: податливого несцементированного песка, в котором α имеет высокое значение, и сухого хорошо сцементированного песчаника, в котором α имеет среднее значение [Dvorkin, Mavko, 1995]. В обоих случаях α умеренно уменьшается с прилагаемым напряжением. В работе [Hofmann, 2006] собраны данные по величине α для широкого ряда пород.

Таким образом, учитывая влияние поровых флюидов на напряжения, уравнение (3.3) можно представить в виде

$$S_{ij} = \lambda \delta_{ij} \varepsilon_{00} + 2G\varepsilon_{ij} - \alpha \delta_{ij} P_0, \tag{3.11}$$

учитывающем эффекты влияния поровых давлений.

Взаимосвязь прочности пород на сжатие и растяжение с эффективными напряжениями будет кратко рассмотрена в главе 4. В отношении движения флюидов [Zoback, Byerlee, 1975; Walls, Nur, 1979] следует отметить, что проницаемость песчаников, содержащих глинистые минералы, более чувствительна к поровым давлениям, чем к прилагаемому напряжению. Это обстоятельство стало причиной для замены эмпирической константы в уравнении (3.10): константа обычно больше или равна единице для песчаников [Zoback, Byerlee, 1975] и показывает зависимость от содержания глинистых минералов [Walls, Nur, 1979]. Более поздние работы [Kwon, Kronenberg, 2001] показали, что этот эффект не проявляется в глинистых породах с экстремально высоким содержанием глинистых минералов. В таких породах проницаемость имеет явную зависимость по простым формам закона эффективных напряжений (уравнение (3.8)), в связи с отсутствием прочной матрицы породы, поддерживающей прилагаемые внешние напряжения. Другие законы эффективных напряжений описывают зависимость проницаемости пород от внешнего «ограниченного» давления и внутреннего порового давления.

Пороупругость и дисперсия

Как отмечалось выше, жесткость (упругие модули) пороупругих пород зависит от скорости нагрузки. При распространении сейсмических волн это предполагает, что скорости продольных и поперечных волн будут иметь частотную зависимость. Рис. 3.6, а иллюстрирует разницу между лабораторными статическими измерениями объемного модуля нецементированных песков Мексиканского залива и модуля, рассчитанного на основе использования лабораторных

измерений скорости ультразвуковых волн ($\sim$ 1 МГц). При низких значениях давления отмечается двойная разница между величинами модулей, определенными двумя вышеназванными методами. При увеличении давления происходит значительное увеличение градиента. Следовательно, должна наблюдаться значительная разница скоростей (или упругих модулей) в зависимости от частоты сейсмических волн. Скорости сейсмических волн, применяемых в сейсморазведке ($\sim$ 10–50 Гц) меньше (в результате меньших модулей), чем скорости волн при акустическом каротаже (обычно $\sim$ 10 кГц), и скорости волн, используемых при акустическом каротаже, меньше скоростей ультразвуковых волн лабораторных измерений (обычно $\sim$ 1 МГц). Как показано на рис. 3.6, б, этот эффект более значителен для скоростей продольных волн, чем для скоростей поперечных волн.

Рис. 3.7, а [Zimmer, 2004] дает четкое представление о разнице между статическим и динамическим объемными модулями несцементированных песков Мексиканского залива. Как показано для циклов гидростатической нагрузки, статическая жесткость (соответствующая углу наклона линии нагрузки) гораздо меньше динамической жесткости (соответствующей углу наклона коротких линий), определенной по измерениям скорости ультразвука (рис. 3.7, б). При нагрузке встречаются оба типа деформаций (упругие и неупругие), в то время как при разгрузке начальный угол наклона кривой соответствует в основном упругой деформации. Таким образом, жесткость разгрузки (как показано на рис. 3.2) достаточно близка к динамически измеренной жесткости во время нагрузки.

Существует ряд различных процессов, действующих на распространение сейсмических волн, которые вносят вклад в эффекты, показанные на рис. 3.6. Во-первых, сейсмические волны, связанные с сейсмическим профилированием, акустическим каротажем и лабораторным изучением образцов, охватывают различные объемы пород. Во-вторых, при сравнительном анализе статических измерений с ультразвуковыми измерениями важно помнить, что величины деформаций в образцах значительно различаются и это может оказать влияние на измеряемые упругие модули [Tutuncu, Podio, 1998]. И наконец, влияние порового флюида может внести существенный вклад в дисперсию на высоких частотах. В работе [Dvorkin, Mavko, 1995] представлена теория, применяемая для объяснения зависимости скорости волн от частоты в насыщенных пороупругих породах на высоких частотах. По существу подобные теории вычисляют увеличение жесткости пород (и, следовательно, увеличение скорости), связанное с величиной давления, «перенесенного» поровым флюидом во время прохождения сейсмической волны через породу. На очень высоких частотах (ультразвуковых) имеется незначительное время для локализации потока флюида, необходимого для сброса давления при его локальном увеличении. Порода кажется достаточно жесткой (в соответствии с недренируемым модулем и высокими скоростями продольных ультразвуковых волн при измерениях в лаборатории), потому что поровое давление вносит вклад в жесткость пород. И наоборот, при относительно низких частотах (сейсморазведка или акустический каротаж) порода деформируется

с «дренируемым» модулем. Такая порода относительно податлива (относительно низкие скорости продольных волн могут быть измерены в пластовых условиях). Это объясняет, почему проницаемость пород и вязкость флюида оказывают влияние на проходные частоты для дренируемого и недренируемого режимов (рис. 3.6, б). Теория предсказывает наблюдаемую дисперсию для вязкости 1 сП, которая соответствует насыщению пор водой в данной породе. При более вязком флюиде в порах (или в случае, когда проницаемость пород была ниже) проходные частоты будут сдвинуты к низким частотам, потенциально оказывая влияние на измерение скоростей аппаратурой акустического каротажа ($\sim 10^4$ Гц). Этот феномен, связанный с влиянием порового флюида на сейсмические скорости (так называемый эффект замены флюида), детально рассматривается в ряде работ [Mavko, Mukerji, 1998; Bourbie, Coussy, 1987].

Вязкие деформации в несцементированных песках

Хотя сцементированные осадочные породы проявляют упругость в некотором диапазоне прикладываемых напряжений (в зависимости от прочности породы), несцементированные пески и слаболитифицированные глины проявляют вязкие свойства. Другими словами, эти породы описываются временной зависимостью процессов деформации (или проявляют ползучесть, как схематически иллюстрировано на рис. 3.1, г). Такое поведение описано в ряде исследований [Waal, Smits, 1988; Dudley, Meyers, 1994; Ostermeier, 1995; Tutuncu, Podio, 1998a; Tutuncu, Podio, 1998b]. В данном разделе мы рассмотрим поведение несцементированных турбидитных песков из залежи на глубине около 1 км месторождения Уилмингтон (Лонг-Бич, Калифорния). Авторы работы [Chang, Moos, 1997] исследовали в лабораторных условиях вязкоупругие деформации песков залежи Уилмингтон (результаты приведены на рис. 3.8, а) [Hagin, Zoback, 2004c]. Сухие образцы (следы остаточных углеводородов были удалены до начала исследований) подвергались ступенчатому увеличению гидростатического обжимного давления. После каждой ступени приложения давления увеличение нагрузки прекращалось и образцам снова предоставлялась возможность ползучести. После этого периода ползучести образец частично разгружался, затем повторно нагружался до следующего (более высокого) значения давления, и снова предоставлялась возможности ползучести. Необходимо отметить, что после каждой ступени нагрузки образцы продолжали деформироваться при постоянном прилагаемом давлении, и к концу эксперимента наблюдались заметные постоянные деформации. Отметим здесь одну важную особенность вязкопластичного уплотнения месторождений, подробнее рассматриваемую в главе 12: вязкий эффект отсутствует до тех пор, пока давление не превысит максимального значения давления предыдущего эксперимента на данном образце. Другими словами, вязкое уплотнение будет проявляться только в случае, когда истощение приведет к увеличению эффектив-

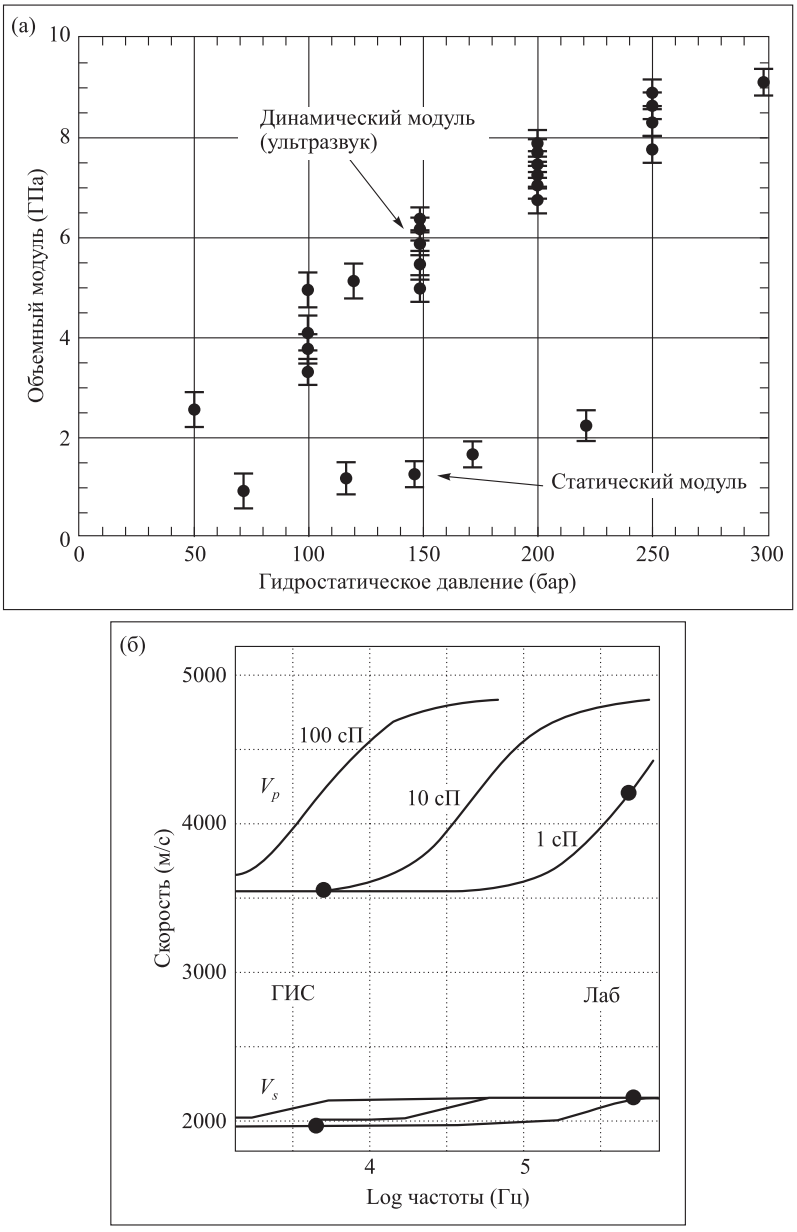


Рис. 3.6. Сравнение данных, полученных при измерении статического и динамического (ультразвукового) объемных модулей для сухих несцементированных песков при изменении давления. (б) Сравнение скоростей продольных (P) и поперечных (S) волн насыщенных водой образцах при частотах, соответствующих акустическому каротажу (ГИС) (несколько кГц) и лабораторным измерениям (Лаб) (около 1 МГц). Отмечается значительная разница для скоростей продольных волн. Кривые соответствуют теории [Dvorkin, Mavko, 1995], которая объясняет увеличение скоростей с частотой между акустическим каротажем и лабораторными измерениями для пород, насыщенных водой

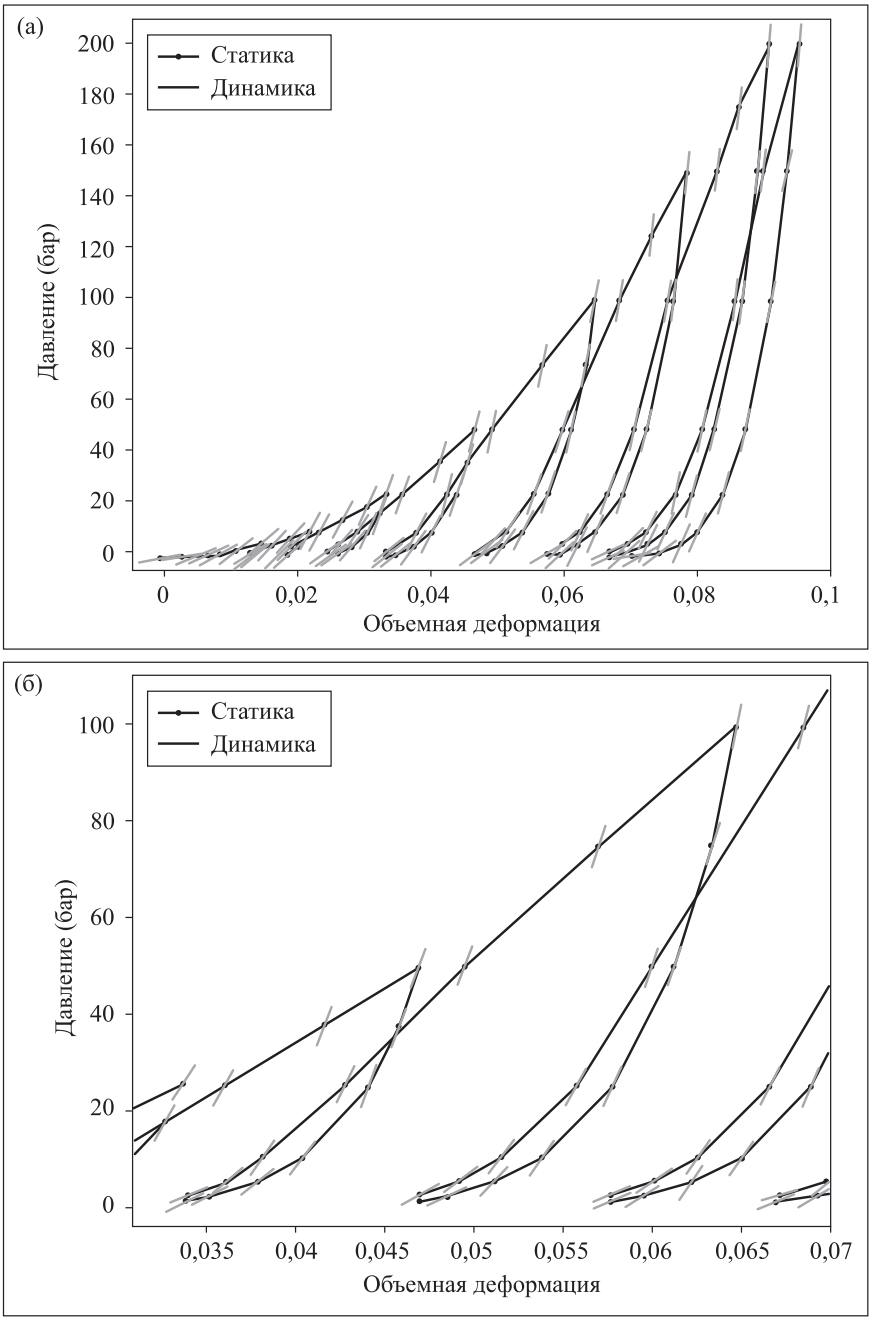


Рис. 3.7. (а) Циклы гидростатической нагрузки и разгрузки насыщенных несцементированных песков Мексиканского залива, которые показывают явную разницу между статическими и динамическими упругими модулями, особенно для циклов нагрузки, где присутствует упругая и неупругая деформации [Zimmer, 2004]. (б) Фрагмент рисунка (а) в увеличенном масштабе

ного напряжения до значений, превышающих величину напряжения в начальных пластовых условиях. Однако, как будет показано ниже, если предыдущие наибольшие нагрузки в эксперименте были превышены, вязкопластичное уплотнение может быть достаточно значимым. Возможна существенная недооценка уплотнения залежи по данным лабораторных экспериментов в несцементированных песках, если пренебрегать вязкопластичным эффектом.

Попытка разобраться в механизме, отвечающем за ползучесть в этих образцах (рис. 3.8, б), сделана в эксперименте [Chang, Moos, 1997], целью которого было сравнение временной зависимости деформации песков залежи Уилмингтон (сухого и насыщенного) с оттавским песком, являющимся промышленным лабораторным стандартом, который состоит из чистых, хорошо окатанных зерен кварца. В сухих и насыщенных образцах песков залежи Уилмингтон ступенчатое (по 50 бар) увеличение давлений до 300 бар приводит к деформации ползучести 2 % за $2 \cdot 10^4$ с (5,5 часа). В образцах чистых оттавских песков наблюдается очень небольшая ползучая деформация, но когда в песок добавлены 5 % и 10 % монтмориллонита соответственно, проявляется значительно большая ползучесть. Таким образом, при отсутствии цементации зерен в образце проявляется ползучесть. Присутствие монтмориллонитовой глины усиливает проявление ползучести. Образцы уилмингтонских песков состоят из $\sim$ 20 % кварца, $\sim$ 20 % полевых шпатов, $\sim$ 20 % разрушенных метаморфических пород, $\sim$ 20 % слюды и $\sim$ 10 % глин. Предположительно, глины и слюды вносят вклад в ползучесть песков залежи Уилмингтон.

Рис. 3.9 [Hagin, Zoback, 2004b иллюстрирует ряд экспериментов, подтверждающих важность ползучести в этом типе песчаных залежей. Отмечается, что после начальных шагов нагрузки (до 100 бар), деформация ползучести, следующая за каждым шагом нагрузки, сравнима по величине с мгновенной деформацией (рис. 3.9, а). Суммарная деформация (рис. 3.9, б) демонстрирует, что деформация ползучести накапливается линейно с давлением.

На рис. 3.10 показаны четыре различных механизма, в соответствии с которыми вязкоупругие деформации могут проявить себя в лабораторных экспериментах и, вероятно, в природе. Как уже отмечалось, вязкие деформации материалов являются функциями от времени, возникающими в ответ на прилагаемое напряжение (рис. 3.10, а), и разница между минимальным и максимальным напряжением затухает при постоянной деформации (рис. 3.10, б). Кроме того, упругие модули являются частотно-зависимыми (говорят о *дисперсии* скорости сейсмических волн) и здесь наблюдается заметное неупругое затухание. Параметр Q является качественной характеристикой, а неупругое затухание определяется как Q^{-1} (рис. 3.10, в). И наконец, при тестировании образцов на сжатие (как показано на рис. 3.2) можно наблюдать зависимость от скорости приложения напряжений (рис. 3.10, г): материалы оказываются более прочными и имеют большие значения упругих модулей, если деформируются с большей скоростью.

Схема на рис. 3.10, а, приведена для уилмингтонских песков (на рис. 3.8, а,

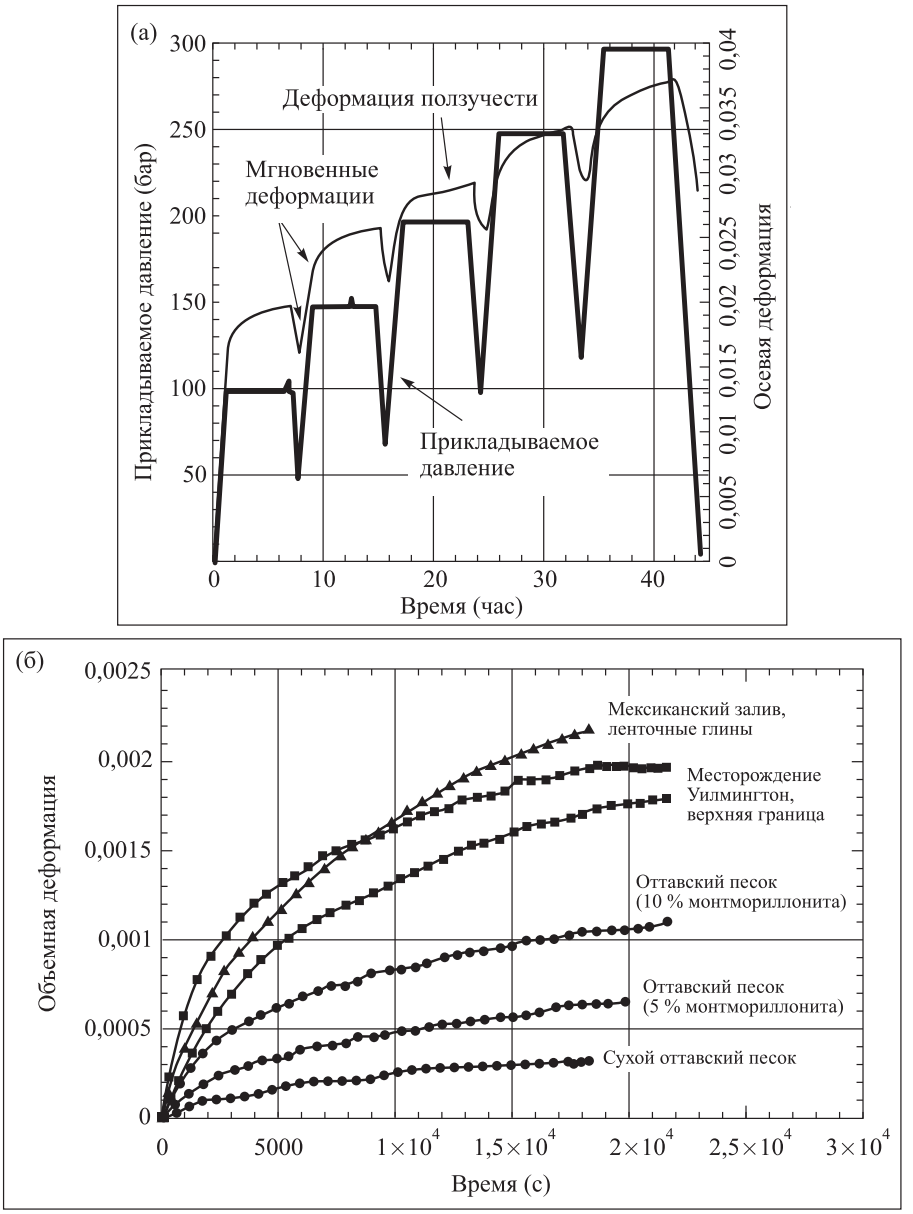
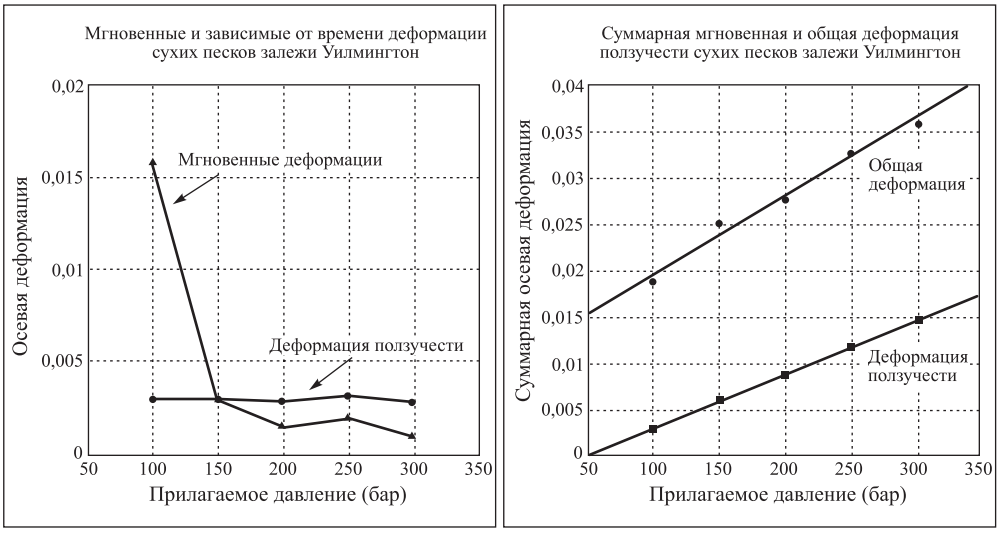


Рис. 3.8. (а) Увеличение мгновенной деформации и деформации ползучести, соответствующее увеличению давления 50 бар. Данные, приведенные для каждого значения давления, отражают увеличение деформаций, которые наблюдаются в течение каждого цикла увеличения давления. Отмечается, что при давлениях выше 150 бар увеличение деформаций ползучести схоже с увеличением мгновенных деформаций [Hagin, Zoback, 2004b]. Деформация ползучести зависит от присутствия в породе глинистых минералов и слюд. В синтетических образцах величина ползучести заметно увеличивается с увеличением содержания глин. Содержание глин в образцах песка залежи Уилмингтон около 15 % [Chang, Moos, 1997]



(а) (б)

Рис. 3.9. (а) Увеличение мгновенной деформации и деформации ползучести, соответствующее увеличению давления с шагом 50 бар. Данные, приведенные для каждого значения давления, отражают увеличение деформаций, которые наблюдаются при увеличении давления. Отмечается, что при давлениях выше 150 бар произошло сближение графиков величин ползучести и мгновенной деформации [Hagin, Zoback, 2004b]. Суммарные мгновенные и общие (мгновенная плюс ползучесть) объемные деформации являются функциями давления. Отмечается, что при давлениях выше 100 бар оба типа деформаций увеличиваются на одинаковую величину с постепенным увеличением прилагаемого давления

b); схема, представленная на рис. 3.10, б, иллюстрирует процесс релаксации напряжений при постоянной деформации в тех же песчаниках (см. рис. 3.11, а). Образец был предварительно подвержен гидростатической нагрузке до 30 бар перед приложением дополнительной осевой нагрузки в 270 бар, в типовой трехосной лабораторной установке (глава 4). После нагрузки длина образца (осевая деформация) поддерживалась постоянной. Отмечается, что благодаря ползучести осевое напряжение затухает с 300 бар до 100 бар за 10 часов. Кроме того, в неконсолидированных песках, в пластовых условиях, очень невелик градиент между главными напряжениями. Даже на месторождениях с активной тектоникой приложенные горизонтальные напряжения будут затухать благодаря ползучести в неконсолидированных пластах.

Вязкое взаимодействие на примере уилмингтонских песков схематично представлено на рис. 3.10, г, а характер изменений со скоростной зависимостью напряжение/деформация — на рис. 3.11, б [Hagin, Zoback, 2004b]. Как ожидалось, образец при давлении 500 бар становится жестче, чем при 150 бар, и при всех значениях давления становится жестче и прочнее при скорости деформации 10^{-5} с$^{-1}$, чем при скорости 10^{-7} с$^{-1}$.

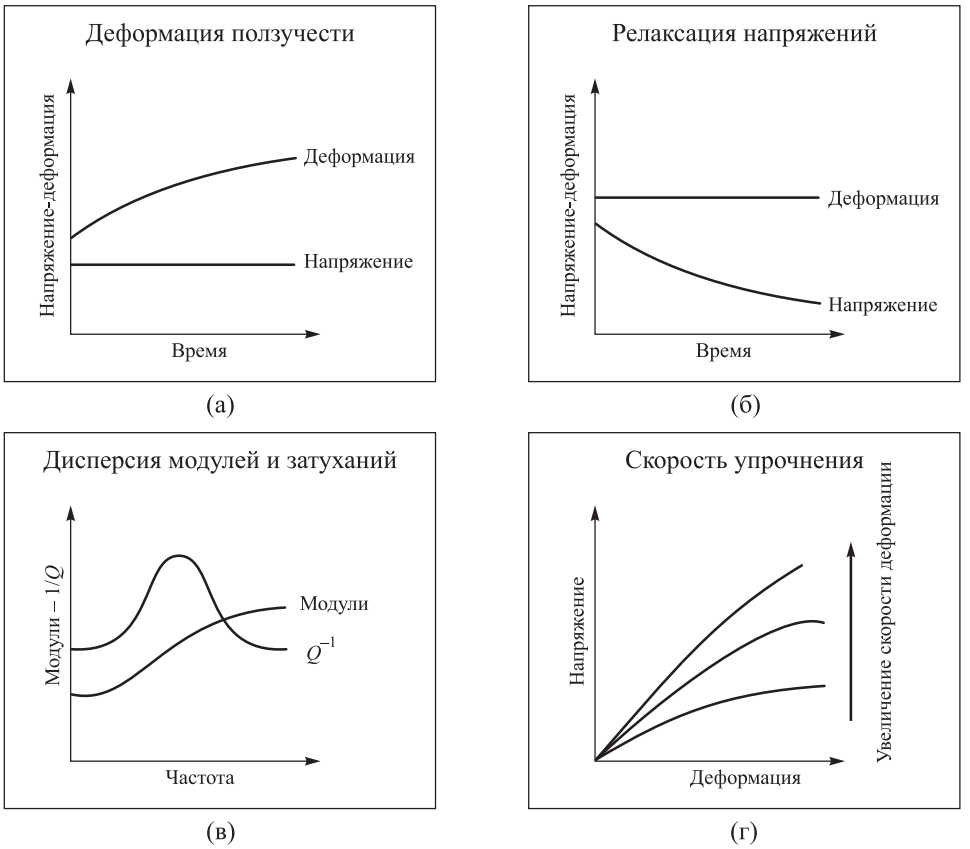


Рис. 3.10. Зависящая от времени деформация в вязкоупругих материалах чаще всего проявляется в виде (а) деформации ползучести или (б) релаксации напряжений. (в) Линейная вязкоупругая теория предсказывает частотную и скоростную зависимости для материалов, свойства которых зависят от времени воздействия. В частности, упругие модули и затухание (Q^{-1}) будут изменяться в зависимости от частоты, а (г) жесткость будет увеличиваться с увеличением скорости деформации [Hagin, Zoback, 2004b]

Проявление дисперсии иллюстрируется на рис. 3.10, в и представлено на примере сухих песков залежи Уилмингтон на рис. 3.11, в [Hagin, Zoback, 2004b]. Данные получены из экспериментов с гидростатическим давлением 225 бар с отклонениями 50 бар. Отмечается существенная зависимость нормализованного объемного модуля от частоты. На сейсмических частотах (10–100 Гц), более высоких частотах акустического каротажа (10^4 Гц) и ультразвуковых лабораторных частотах (около 10^6 Гц) наблюдается постоянная жесткость. Однако когда деформация проходит под очень низкими частотами (особенно менее 10^{-3} Гц), жесткость значительно ниже. При наличии флюида в образце объемный модуль на ультразвуковых частотах будет выше, чем на сейсмических частотах. Объемный модуль увеличивается до статического предела Гассмана на частотах около 0,1 Гц и затем остается постоянным до частот 1 МГц. Статический предел Гас-

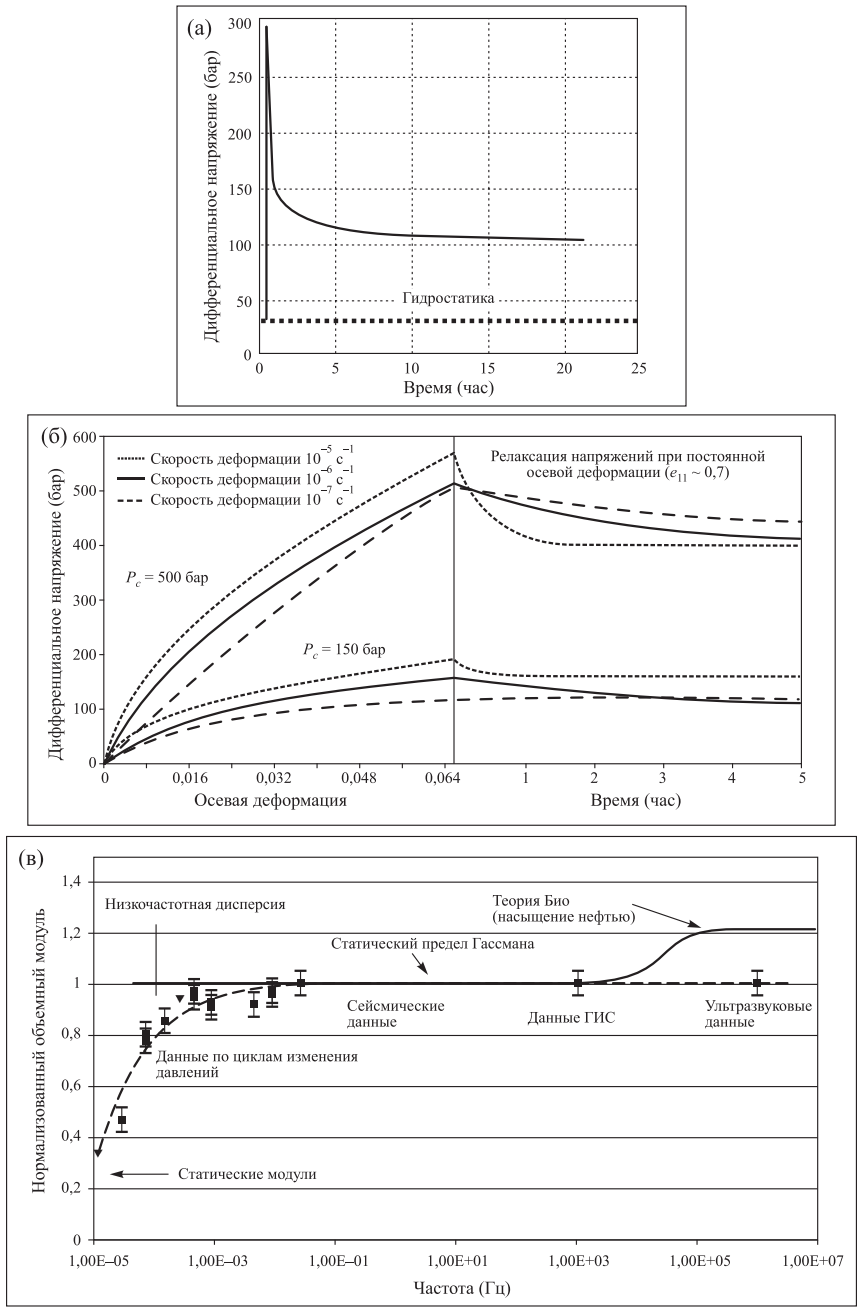


Рис. 3.11. Эксперименты на сухих песках месторождения Уилмингтон показывают различные виды вязких деформаций [Hagin, Zoback, 2004b]. (а) Релаксация напряжения после приложения постоянной деформации (аналогично схематически показанной на рис. 3.10, б). (б) Зависимость жесткости образцов от скорости деформаций (как представлено на рис. 3.10, г). (в) Нормализованный объемный модуль сухих песков как функция частоты в десятичном разряде (схематически показано на рис. 3.10, в)

смана использован в работе [Mavko, Mukerji, 1998]. Несмотря на то, что наши эксперименты проводились на сухих образцах, мы можем включить пороупругий эффект в эти диаграммы, используя предсказуемый эффект насыщения образцов нефтью, в соответствии с уже упоминавшейся теорией выдавливания (или локальных потоков) [Dvorkin, Mavko, 1995].

В связи с многообразием проявлений вязких деформаций весьма важной представляется возможность прогнозировать поведение неконсолидированных песков в залежах в течение десятков лет эксплуатации, используя для этого лабораторные измерения, проведение которых занимает период от часов до дней; применяемый исследователями ряд основных закономерностей точно описывает долговременное поведение формаций. Так, в работе [Hagin, Zoback, 2004c] рассмотрены основные законы вязкости в части соответствия ползучести прилагаемому постоянному напряжению, модулям, дисперсии и затуханию. Типы рассмотренных идеализированных моделей приведены на рис. 3.12. Важно отметить, что это просто подбор значений величины ползучести неконсолидированных песков, показанной на рис. 3.8, б; четыре основных закона, показанных на рис. 3.12, описывают одно и то же взаимодействие и могут быть применены для аппроксимации данных.

В работе [Hagin, Zoback, 2004b] приведены данные независимых измерений дисперсии и затухания, которые показали, что степенная зависимость (последняя идеализированная модель на рис. 3.12) представляется наиболее приемлемой. Рис. 3.13 иллюстрирует измерения дисперсии для неконсолидированных песков на месторождении Уилмингтон (показанные ранее на рис. 3.11, в) в виде аппроксимации тремя различными основными законами. Все три модели аппроксимируют данные дисперсии на средних частотах, тогда как модель Бюргера предполагает нулевую жесткость при статических условиях, что физически не правдоподобно. Рис. 3.13, б иллюстрирует аппроксимацию измеренных данных по затуханию различными основными законами. Отмечается, что затухание $\sim 0{,}1$ ($Q \sim 10$) встречается почти на трех порядках частот и только степенная зависимость аппроксимирует главным образом постоянное затухание при частотном ряде проводимых измерений. Более важно, что степенная зависимость основного закона аппроксимирует дисперсионные данные и их статические величины (около $40\,\%$ высокочастотного предела), согласовывая уплотнение, наблюдаемое в поле. Предполагая полное истощение продуктивной залежи за ~ 30 лет истории (предшествующее заводнению или поддержке давления), прогнозируемое общее вертикальное уплотнение составит $1{,}5\,\%$. Эта величина хорошо согласуется с данными по осадке обсадных труб месторождения: проведенные измерения указывают на общее вертикальное уплотнение $2\,\%$ [Kosloff, Scott, 1980].

Модель степенной зависимости, наилучшим образом аппроксимирующая вязкие деформации, имеет форму

$$\varepsilon(P_c, t) = \varepsilon_0 \left(1 + \frac{P_c}{150} t^{0,1}\right), \tag{3.12}$$

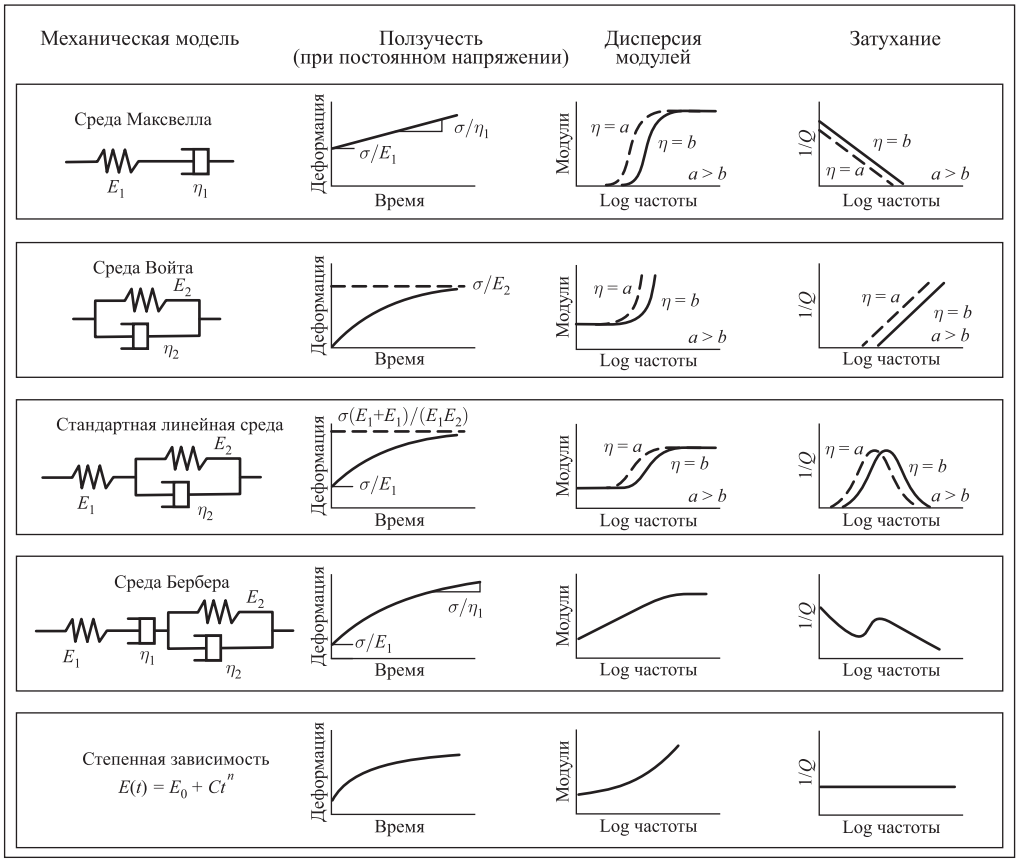


Рис. 3.12. Концептуальная взаимосвязь между ползучестью, упругой жесткостью и затуханием для различных идеализированных вязкоупругих материалов. Отмечается, что кривые ползучести во всех случаях имеют аналогичную зависимость от времени, но кривые затухания и упругой жесткости имеют значительные различия как функции частоты [Hagin, Zoback, 2004b]

где ε_0 — мгновенная объемная деформация, P_c — прилагаемое давление, t — время в часах. Для получения основной закономерности мы должны совместить модель и зависимость деформаций от времени с моделью мгновенных деформаций. В работе [Hang, Zoback, 2004] показано, что мгновенные объемные деформации являются степенной функцией прилагаемого давления и могут быть описаны следующим уравнением:

$$\varepsilon_0 = 0{,}002394 P_c^{0,54}. \tag{3.13}$$

Комбинируя два уравнения, мы получим основное уравнение для песков залежи Уилмингтон, в котором объемные деформации зависят от давления и времени:

$$\varepsilon(P_c, t) = 0{,}002394 P_c^{0,54} \left(1 + \frac{P_c}{150} t^{0,1}\right). \tag{3.14}$$

Следовательно, это основной двойной степенной закон. Деформация, которая является функцией двух обжимных давлений, возрастает по эмпирически определенному степенному закону ($0{,}54$ для уилмингтонских песков), и зависит от времени в другой эмпирически определенной степени ($0{,}1$ для уилмингтонских песков). Другие исследователи также пришли к заключению, что основной закон со степенной зависимостью наилучшим образом описывает деформации этих типов материалов [Waal, Smits, 1988; Dudley, Meyers, 1994].

Для упрощения обработки квазистатических и высокочастотных данных этот двойной степенной закон с двумя переменными следует упростить таким образом, что параметры, необходимые для модели квазистатических данных на рис. 3.13, а, оказываются исключены (Hagin, Zoback, 2007). Для длительного истощения наиболее подходящая для песков месторождения Уилмингтон модель с семью параметрами [Hagin, Zoback, 2004c] может быть упрощена до модели с тремя параметрами без потери точности, когда рассматриваются длительные эффекты.

Модель предполагает, что общая деформация неконсолидированных песков может быть разделена по временному показателю. Таким образом, мгновенные (независящие от времени) упруго-пластичные компоненты деформации описываются степенной функцией от давления, а вязкие (зависимые от времени) компоненты описываются степенной функцией от времени. Предлагаемая модель имеет следующую форму (записанную в единицах пористости для упрощения):

$$\phi(P_c, t) = \phi_i - (P_c/A)t^b; \tag{3.15}$$

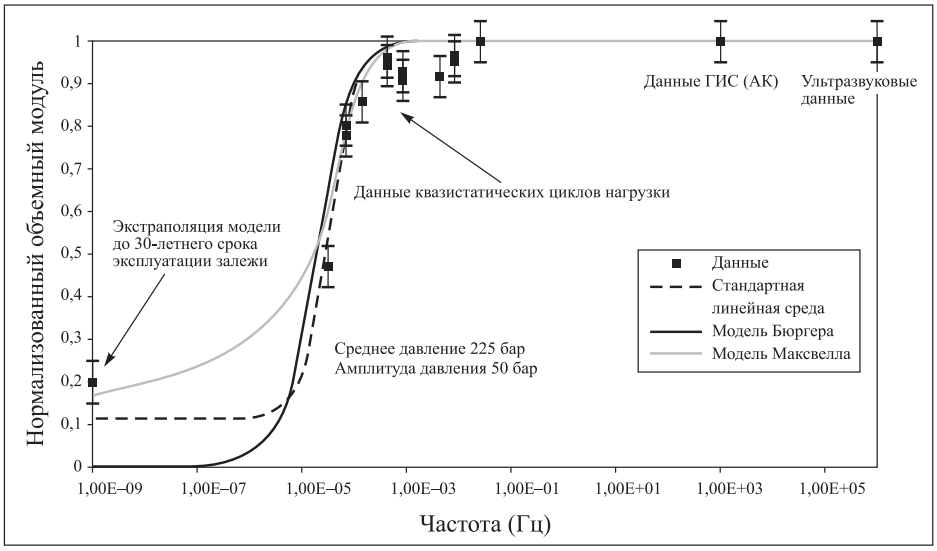
второй член уравнения описывает уплотнение ползучести, нормированное на давление, а первый член — мгновенное уплотнение:

$$\phi_i = \phi_0 P_c^d. \tag{3.16}$$

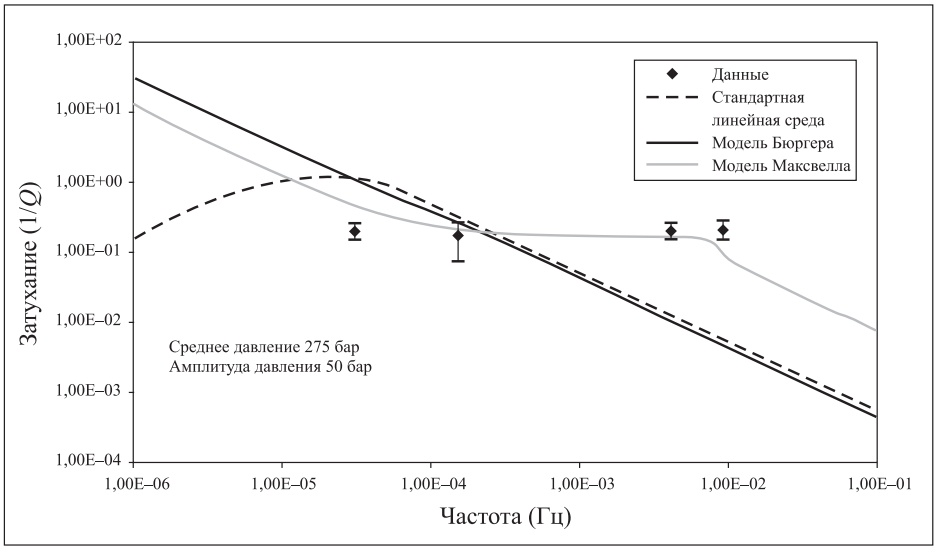
Уравнение содержит три неизвестных константы A, b, d и параметр ϕ_0 (начальная пористость).

Кроме математической простоты, эта модель имеет другие преимущества по сравнению с моделью, предложенной в работе [Hagin, Zoback, 2004c]. В то время как предыдущая модель требует данные по интенсивному ряду лабораторных экспериментов для определения всех неизвестных параметров, предлагаемая модель требует данные только от двух экспериментов. Мгновенные параметры могут быть определены при проведении единственного эксперимента на постоянную величину деформации, а вязкие параметры могут быть получены из единственного эксперимента на деформацию ползучести, проведенного при давлениях, превышающих максимальное давление в пластовых условиях [Hagin, Zoback, 2007].

Прогноз долговременного уплотнения залежи, из которой были взяты образ-



(а)



(б)

Рис. 3.13. (а) Дисперсия низкочастотного объемного модуля, рассчитанная по параметрам аппроксимации кривых ползучести, сопоставлена с экспериментальными данными. Модели стандартной линейной среды и среды Бюргера показывают лучшую аппроксимацию квазистатических данных, но теряют достоверность на временном периоде жизни месторождения. Степенная модель Максвелла воспроизводит значения экспериментальных данных и прогнозирует физически достоверные величины жесткости за длинный временной период. Вертикальные полосы ошибок представляют неопределенность, характерную для измерений [Hagin, Zoback, 2004c]. (б) Прогноз низкочастотного затухания на основе параметров деформации ползучести в сравнении с результатами экспериментов

цы, может быть выполнен по следующему уравнению:

$$\phi(P_c, t) = 0{,}272(P_c/10)^{-0{,}046} - \left(\frac{P_c}{54103} t^{0{,}164}\right). \tag{3.17}$$

Первый член уравнения (3.17) представляет мгновенную пористость как функцию эффективного давления, здесь $\phi_0 = 0{,}272$ и параметр $d = -0{,}046$. Второй член описывает уплотнение ползучести, нормализованное эффективным давлением, с параметрами $A = 54103$ и $b = 0{,}164$.

В работе [Hagin, Zoback, 2007] исследованы несцементированные пески Мексиканского залива. Условия эксперимента очень похожи на условия по образцам месторождения Уилмингтон, за исключением эффективных давлений, увеличенных до 300 бар, в соответствии с максимальным эффективным напряжением залежи в пластовых условиях. Для песков Мексиканского залива данные постоянной величины деформации могут быть аппроксимированы следующей функцией:

$$\phi_i = 0{,}2456(P_c/10)^{-0{,}1518}, \tag{3.18}$$

где ϕ_i — мгновенная пористость, P_c — эффективное давление; пересечение линии уравнения с осью дает начальную пористость (измеренную гравиметрически).

Методика экспериментов определения уплотнения при ползучести, использованная для параметров моделей зависящих от времени образцов песков Мексиканского залива, была аналогична применяемой для песков месторождения Уилмингтон. Данные уплотнения при ползучести достаточно хорошо описываются следующим уравнением:

$$\phi(P_c, t) = 0{,}0045105 t^{0{,}2318}, \tag{3.19}$$

где ϕ — пористость, P_c — эффективное давление, t — время в сутках. Детальное ознакомление с определением приемлемого времени для наблюдения уплотнения при ползучести представлено в работе [Hagin, Zoback, 2007].

Общая деформация для образцов Мексиканского залива может быть представлена в единицах пористости, эффективного давления и времени путем комбинации уравнений (3.18) и (3.19):

$$\phi(P_c, t) = 0{,}2456(P_c/10)^{-0{,}1518} - (P_c/66667) t^{0{,}2318}. \tag{3.20}$$

Как и раньше, первый член уравнения (3.20) представляет мгновенный компонент деформации с $\phi_0 = 0{,}2456$ и параметром $d = -0{,}1518$. Второй член представляет зависимый от времени компонент деформации с параметрами $A = 66667$ и $b = 0{,}2318$. Предполагая полное истощение залежи в результате 30-летней эксплуатации, можно сделать следующий прогноз: общее вертикальное уплотнение составит около 10 %.

В таблице 3.2 приведены параметры аппроксимации, полученные по результатам экспериментов на ползучесть и определение мгновенной величины деформации, описанные ранее. Необходимо отметить, что параметры b и d являются степенями. Кажущаяся вязкость песков залежи описана параметром b, меньшее значение b соответствует большей вязкости. Следовательно, пески месторождения Уилмингтон более вязкие, чем пески Мексиканского залива. Степень d эффективного давления описывает податливость, при меньших значениях этой величины породы становятся более жесткими. Следовательно, пески месторождения Уилмингтон более жесткие, чем пески Мексиканского залива. Необходимо отметить, что жесткость не зависит линейно от d, в связи со степенной зависимостью деформаций от напряжений.

Таблица 3.2. Параметры ползучести для двух типов несцементированных песков

Пески залежи	A (ползучесть)	b (ползучесть)	ϕ_0 (мгновенное)	d (мгновенное)	Примечание
Месторождение Уилмингтон	54103	0,1644	0,271	−0,046	Жестче и более вязкий
Мексиканский залив (поле X)	66667	0,2318	0,246	−0,152	Мягче и менее вязкий

Мы рассмотрим вязкопластичное уплотнение рыхлых песков в главе 12, в связи с зависимостью этого феномена от изменений пористости, сопровождающих уплотнение залежей Уилмингтон в южной Калифорнии и месторождений в Мексиканском заливе.

Термопороупругость

В связи с тем, что теория термопороупругости имеет отношение к эффектам влияния поровых флюидов и температурных изменений на механические свойства пород, она может использоваться как общая теория и применяться к основным проблемам геомеханики. Для большинства проблем, рассмотренных в данной книге, применение теории термопороупругости не требуется, так как термические эффекты являются относительно менее важными. Однако, как будет отмечено в главах 6 и 7, термопороупругий эффект важен при обсуждении разрушения стволов скважин при сжатии и растяжении, и мы рассмотрим кратко эффект термопороупругости в этом контексте.

По существу, теория термопороупругости позволяет рассмотреть влияние температурных изменений на напряжение и деформацию. Рассмотрим влияние температуры на напряжения, используя нижеприведенное уравнение (3.21). Можно отметить, что оно эквивалентно уравнению (3.11), дополненному в окончательном виде температурными изменениями ΔT, индуцирующими напряжение

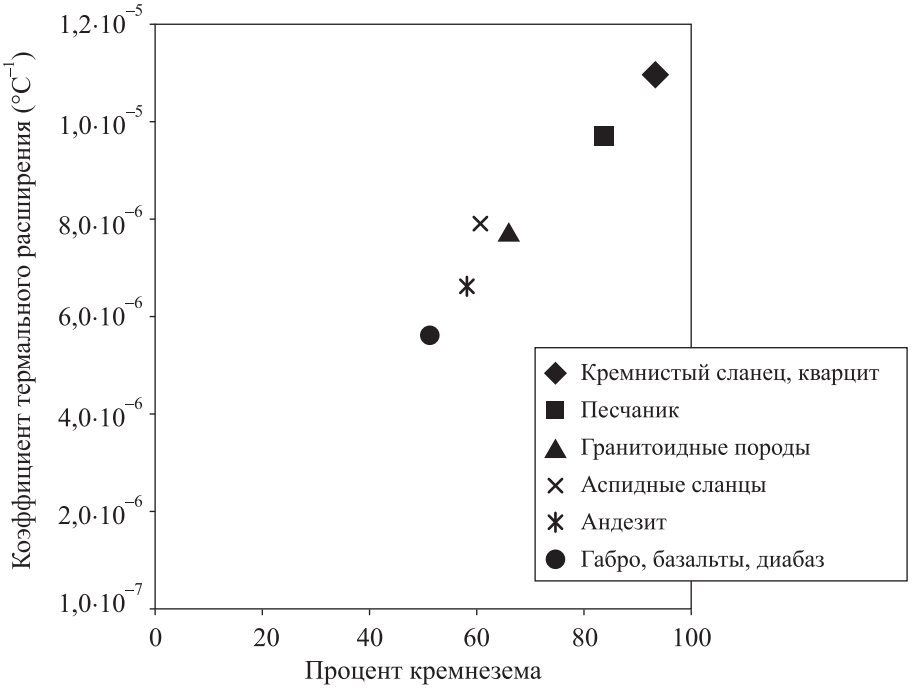


Рис. 3.14. Измерения коэффициента линейного термического расширения для различных пород как функции процентного содержания кремнезема [Griffith, 1936]. Так как коэффициент термического расширения кремнезема ($\sim 10^{-5}$ °C^{-1}) на порядок выше, чем у большинства других породообразующих минералов ($\sim 10^{-6}$ °C^{-1}), коэффициент термического расширения породы зависит от процентного содержания кремнезема

в пороупругом теле:

$$S_{ij} = \lambda\delta_{ij}\varepsilon_{00} + 2G\varepsilon_{ij} - \alpha_T\delta_{ij}P_0 - K\alpha_T\delta_{ij}\Delta T, \tag{3.21}$$

где

$$\alpha_T = \frac{1\delta L}{L\delta T}$$

является коэффициентом линейного термического расширения и определяется как изменение длины L образца при изменении температуры δT.

На рис. 3.14 представлены значения величины α_T для различных пород в зависимости от содержания кварца [Griffith, 1936]. В связи с тем, что коэффициент термического расширения кварца выше, чем у других породообразующих минералов, коэффициент расширения породы пропорционален содержанию в ней кварца. Изменение температуры на несколько десятков градусов Цельсия, встречающееся вокруг стволов скважин во время бурения на многих месторождениях (особенно на геотермальных месторождениях или при воздействии паром), приводит к значительным изменениям напряжений вокруг стволов и, как следствие, может вызвать разрушение стволов скважин, рассмотренное количественно в главах 6 и 7.

Глава 4

Разрушение пород при сжатии, растяжении и сдвиге

В этой главе рассматривается ряд фундаментальных принципов разрушения пород при сжатии, растяжении и сдвиге, которые являются основой для многих тем, рассматриваемых в следующих главах. Первым рассматриваемым ниже объектом является классическая тема прочности пород при сжатии. Несмотря на большое количество литературы по данной теме, важно рассмотреть основные типы исследований на прочность, использование огибающих Мора для представления разрушения пород как функции обжимного давления и диапазона величины прочности для типов пород, рассматриваемых в данной книге. Также рассматривается взаимосвязь между прочностью пород и эффективным напряжением, заодно и ряд критериев прочности, которые предложены за годы описания прочности пород при различных условиях нагружения. Кратко рассматривается анизотропия прочности пород, возникающая в результате присутствия ослабленных плоскостей напластования в породах; анизотропия может быть важным фактором при рассмотрении проблем нестабильности стволов скважин. Этот вопрос, в контексте двух специфических случаев, рассматривается в главе 10.

В данной главе также рассматриваются эмпирические методики для оценки прочности пород по упругим модулям и значениям пористости, полученным по данным геофизических исследований скважин. На практике это наиболее часто используемый метод оценки прочности в тех случаях, когда отсутствует керн для лабораторных исследований. Эта тема будет представлять для нас существенный интерес в главе 10 при рассмотрении вопросов, связанных со стабильностью ствола скважины при бурении. Также рассматривается определенная форма деформаций, приводящих к разрушению породы при сжатии; такая деформация, связанная с коллапсом пор, иногда называется *уплотнением со сдвигом* или *шатровой* деформацией. Эта форма деформаций будет описана в главе 12, где уплотнение рассматривается в связи с истощением пластов. Ввиду довольно низкой величины прочности пород на растяжение и кратковременного действия напряжений растяжения в земной коре на глубине, эта тема имеет особый интерес при гидроразрыве, а кроме того, при рассмотрении трещин растяжения, возникающих при бурении и распространяющихся по стволу скважины (глава 6).

Последняя тема данной главы связана со сдвигами и силами трения разломов. Эти вопросы очень важны по нескольким причинам. Во-первых, будет

показано, как прочность породы на сдвиг существующих разломов ограничивает величины напряжений в пластовых условиях. Эти ограничения будут далее уточнены и соотнесены с прямыми измерениями минимального главного напряжения (посредством некоторых форм гидроразрыва, в главе 6) и с наблюдениями за повреждениями сжатия и растяжения на стенках скважин (в главах 7 и 8). Несколько лет назад концепция критически напряженной горной породы земной коры (с величиной напряжений, определяемой силами трения в коре, как рассматривается в данной главе) еще не была непосредственно связана с разработкой месторождений углеводородов. Сегодня, однако, совершенно ясно, что сдвиг разлома может быть инициирован в процессе закачки флюидов и в процессе добычи, а смещение по разлому может стать причиной повреждения продуктивных обсаженных скважин на некоторых месторождениях (в тех случаях, когда пробурено много скважин); кроме того, ставшие общей практикой микросейсмические исследования при увеличении проницаемости в низкопроницаемых коллекторах могут повлечь за собой повреждения стволов. Таким образом, относительно небольшие изменения напряжений могут инициировать смещение по разлому, а значит, вышеупомянутая концепция очень важна для развития отрасли во многих регионах. Во-вторых, смещение по разлому может быть источником нестабильности стволов скважин (главы 10 и 12). В-третьих, активные разломы обеспечивают эффективную гидравлическую проводимость для потока флюидов в трещиноватых коллекторах и оказывают влияние на изолирующие свойства экранирующих залежи разломов (глава 11).

Переходя к рассмотрению прочностных свойств горных пород, полезно определить термины и общие методики исследований, представленных на рис. 4.1.

- Гидростатический тест на сжатие ($S_1 = S_2 = S_3 = S_0$) — исследование, при котором на образец действует однородное давление по всей поверхности S_0. Такие исследования дают информацию о сжимаемости пород и давлении, при котором происходит разрушение пор (необратимая потеря пористости). Использование непроницаемых оболочек вокруг образцов изолирует керн от флюидов, передающих давление, и позволяет независимо контролировать поровое давление в образцах вплоть до величин, равных внешнему прилагаемому давлению ($P_p = S_0$).
- Одноосный тест на сжатие ($S_1 > 0$, $S_2 = S_3 = 0$) — исследование, при котором образец сжимается в осевом направлении (без бокового обжима) до его разрушения; величина, называемая *прочностью на одноосное сжатие* часто обозначается как C_0. Так как образец разрушается (по возникающим в нем трещинам) при таких исследованиях, альтернативный метод определения прочности на одноосное сжатие описывается ниже.
- Одноосный тест на растяжение ($S_1 < 0$, $S_2 = S_3 = 0$) не показан на рис. 4.1 и не является общепринятой практикой. Прочность на растяжение ($T = -$

$-S_1$ при разрушении), как правило, достаточно низкая в осадочных породах, и этот тип исследований способствует разрушению вдоль существующих трещин или каверн, которые могут присутствовать в образце.

- Трехосный тест на сжатие ($S_1 > S_2 = S_3 = S_0$) является наиболее общим методом измерения прочности пород при условиях, которые предположительно моделируют пластовые условия. Такие исследования, к сожалению, называют *трехосными*, хотя они имеют только две величины сжатия: прилагаемое обжимное давление S_0 и дифференциальное напряжение $S_1 - S_0$. Прочность образца при данном прилагаемом давлении — дифференциальное напряжение, при котором образец разрушается. Как и при гидростатических исследованиях на сжатие, в этих исследованиях достаточно просто учесть эффект порового давления.
- Трехосный тест на растяжение ($S_1 = S_2 > S_3$, где S_3 действует в осевом направлении) могут также применяться для измерения прочности пород на сжатие, но обычно проводятся только как часть специальных программ исследования механических свойств пород. Такие исследования имеют одно преимущество — они полезны при изучении прочности при низких эффективных напряжениях. Комбинация трехосных исследований на сжатие и растяжение может применяться для определения влияния промежуточного главного напряжения S_2 на разрушение. Как отмечается ниже, влияние S_2 часто игнорируется.
- Многоосный, или *истинный трехосный*, тест ($S_1 > S_2 > S_3$) является единственным исследованием, при котором все три главных напряжения различны. Такие исследования могут точно моделировать пластовые условия, но сложны для проведения по нескольким причинам: используемая аппаратура требует привлечения специалистов с особыми навыками, почти невозможно учесть эффект порового давления, а подготовка образцов достаточно трудоемка.

На рис. 4.1 не показаны исследования толстостенных цилиндров. В исследованиях применяются цилиндрические образцы с небольшим отверстием, просверленным вдоль оси. Эти исследования проводятся для определения приблизительных деформаций (вокруг осевых отверстий), при которых начинается разрушение. Такие исследования проводятся также для изучения выноса песка, кратко рассматриваемого в конце главы 10.

Прочность пород при сжатии

Разрушение пород при сжатии является сложным процессом, при котором происходят микроскопические разрушения, открытие небольших трещин растяжения и сдвиги с трением по границам зерен [Brace, Paulding, 1966]. В конечном счете, как показано на рис. 4.2, а, происходит срастание этих микроскопических

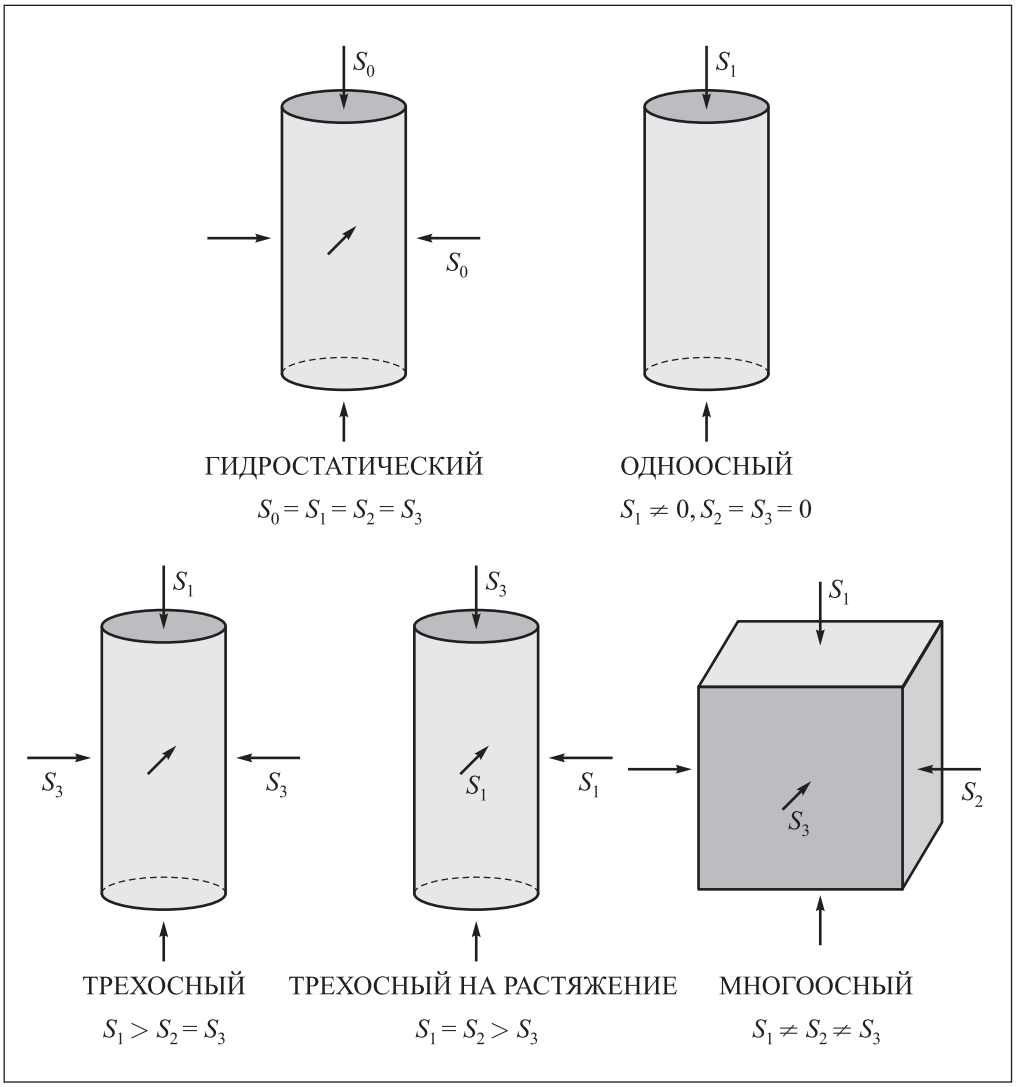


Рис. 4.1. Наиболее распространенные типы механических исследований горных пород. Для исследования петрофизических свойств чаще всего используются измерения при гидростатических давлениях, прочность обычно измеряется при одноосных или трехосных тестах. Трехосные исследования на растяжение и многоосные исследования применяются редко. Поровое давление в таких тестах часто принимается в качестве независимой переменной (при тестировании используют непроницаемую гильзу вокруг образца). Как правило, поровое давление не используется при одноосных исследованиях, а также при многоосных исследованиях (из-за экспериментальных трудностей изолирования давления в образцах)

трещин в сквозные плоскости сдвига [Lockner, Byerlee, 1991]. В хрупких материалах (с кривыми напряжение/деформация, аналогичными показанным на

рис. 3.2) это явление происходит катастрофически с кажущейся потерей всей прочности материала, когда формируются сквозные трещины со сдвигом. В более пластичных горных породах (таких, как слабоцементированные песчаники) разрушение проходит более постепенно. Прочность определяется как максимальный уровень напряжений, после достижения которого образец, как говорят, *деформируется мягче*, или просто подразумевают, что образец размягчился (деформируется при низких напряжениях), так как он продолжает деформироваться. Проще говоря, разрушения пород при сжатии происходят, когда действующие на породы напряжения превышают прочность на сжатие. К разрушению пород при сжатии имеют отношение все напряжения, действующие на породу (включая, как рассмотрено ниже, поровое давление). Под прочностью пород обычно понимают величину максимального главного напряжения, при котором образец теряет способность поддерживать прилагаемое напряжение.

Прочность пород зависит от того, как именно действует давление. Для начала рассмотрим прочность пород при трехосном исследовании на сжатие с учетом ненулевого порового давления (соотношение эффективных напряжений $\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$). В таких исследованиях образцов обычно наблюдается монотонное увеличение прочности с увеличением эффективного бокового давления [Jaeger, Cook, 1979].

Общепринятым подходом является представление результатов лабораторных исследований с использованием кругов Мора и огибающей разрушения Мора (рис. 4.2, б, в).

Основой для построения кругов Мора являются напряжение сдвига, τ_f, и эффективное нормальное напряжение ($\sigma_n = S_n - P_p$) на трещинах, которые формируются в процессе разрушения. В терминах приложенных эффективных главных напряжений σ_1 и σ_3 эти величины можно представить следующим образом:

$$\tau_f = 0{,}5(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\beta, \tag{4.1}$$

$$\sigma_n = 0{,}5(\sigma_1 + \sigma_3) + 0{,}5(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta, \tag{4.2}$$

где β — угол между нормалью к плоскости трещины и σ_1 (рис. 4.2, а).

По результатам серии трехосных испытаний эмпирически определяют огибающую разрушения Мора – Кулона, которая характеризует комбинацию боковых давлений, при которых происходит разрушение горной породы (рис. 4.2, б). Допустимая комбинация напряжений (по кругам Мора) соответствует величинам, при которых не происходит пересечения с огибающей разрушения Мора – Кулона. Состояние напряжений, которое описывает породу во время разрушения, соответствует точке касания круга огибающей разрушения. Состояние напряжений, соответствующее кругам Мора с превышением критической огибающей, характеризует разрушенную породу.

Как схематически показано на рис. 4.2, б и на рис. 4.3, а (для песчаников), наклон огибающей разрушения Мора для большинства пород уменьшается при

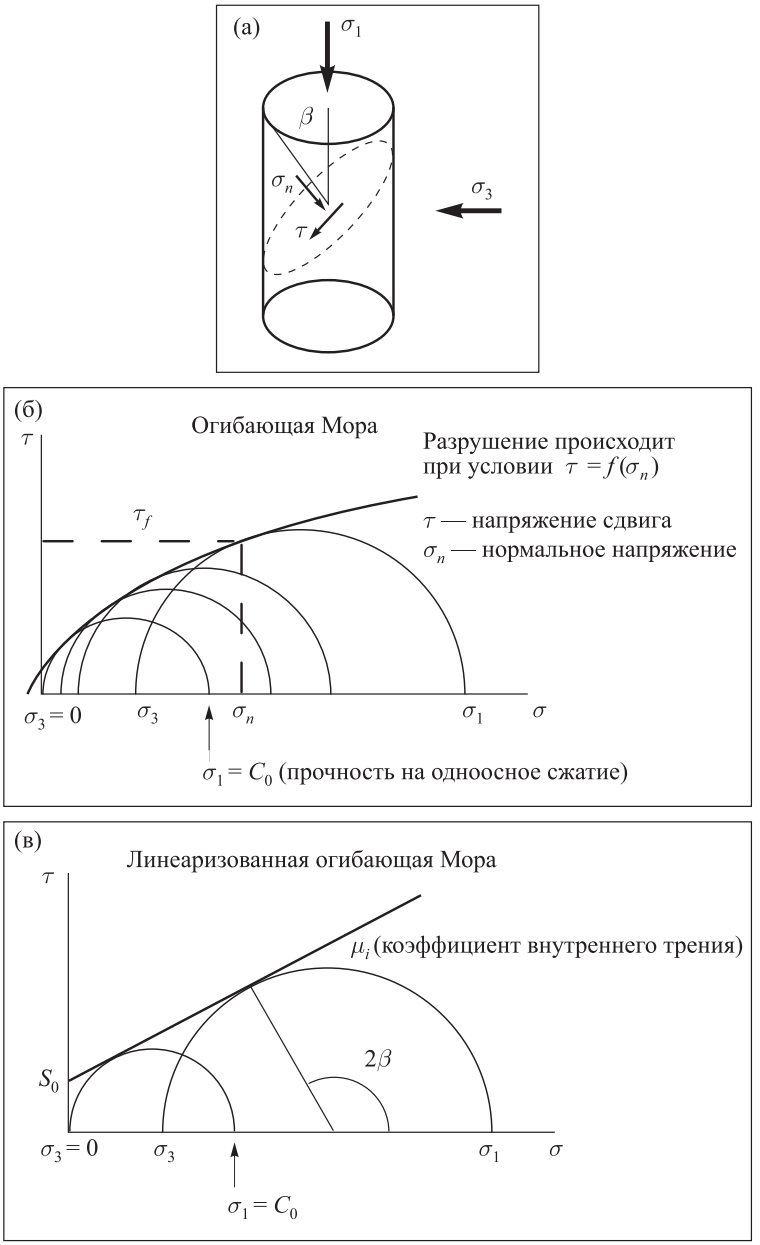


Рис. 4.2. (а) В трехосных тестах на прочность при конечном эффективном боковом давлении $\sigma_3(S_3 - P_0)$ образцы обычно разрушаются при развитии сквозных трещин. Угол, под которым развиваются трещины, определяется как угол β между нормалью к плоскости трещины и максимальным напряжением сжатия σ_1. (б) Серия трехосных исследований на прочность при различных эффективных прилагаемых давлениях определяет огибающую разрушения Мора, которая выравнивается при увеличении прилагаемых давлений. (в) Линейное упрощение огибающей разрушения Мора обычно называют разрушением Мора – Кулона

увеличении нагрузок. Для таких пород возможно рассмотрение изменений прочности от прилагаемых давлений в терминах линеаризованной огибающей разрушения Мора – Кулона (рис. 4.2, в и 4.3, а), определяемой двумя параметрами: μ_i — наклоном линии разрушения, называемым коэффициентом внутреннего трения, и прочностью на одноосное сжатие, обозначаемой C_0. Линия разрушения Мора может быть представлена при $\sigma_3 = 0$, что в механике грунтов принято называть силой сцепления (или просто сцеплением) S_0. В этом случае линеаризованная линия разрушения Мора может быть записана в виде

$$\tau = S_0 + \sigma_n \mu_i. \tag{4.3}$$

Так как сцепление не является физически измеряемым параметром, прочность пород чаще выражается через величину C_0. Взаимосвязь между S_0 и C_0 имеет вид

$$C_0 = 2S_0\left[(\mu_i^2 + 1)^{1/2} + \mu_i\right]. \tag{4.4}$$

Одноосные исследования обычно являются самым простым методом измерения значений C_0, но предпочтительнее для измерения C_0 использовать серии трехосных исследований: таким образом можно избежать расщепления образца по оси, что часто происходдит при одноосных исследованиях. Если огибающая Мора получена по серии исследований, величина C_0 может быть найдена одним из двух методов: корректировкой огибающей с линеаризованным законом разрушения Мора и графическим определением прочности на одноосное сжатие или простыми измерениями прочности при многих давлениях и построением графиков, как показано на рис. 4.3, б для песчаников Дарли Дейл [Murrell, 1965]. На графике видно, что C_0 является точкой пересечения графика с осью S_1 (94,3 МПа) и значение $\mu_i = 0{,}83$ определяется уравнением

$$\mu_i = \frac{n-1}{2\sqrt{n}}, \tag{4.5}$$

где n — наклон линии разрушения, когда напряжение S_1 есть функции бокового давления S_3, как показано на рис. 4.3, б.

Результаты исследований могут быть достаточно точно описаны прямой (рис. 4.3, б). Это говорит о том, что использование линеаризованного критерия разрушения Мора для таких пород является приемлемой аппроксимацией. При исследовании важно иметь в виду, что прочные породы имеют высокое сцепление, а слабосцементированные породы имеют низкое сцепление, и почти все они имеют относительно высокий коэффициент внутреннего трения. Другими словами, породы с низким сцеплением (или низкой прочностью на сжатие) являются рыхлыми при низких величинах средних напряжениях, но увеличивают прочность при увеличении средних напряжений. Это показано на рис. 4.4, а, б [Carmichael, 1982]. Для осадочных пород сила сцепления находится в диапазоне

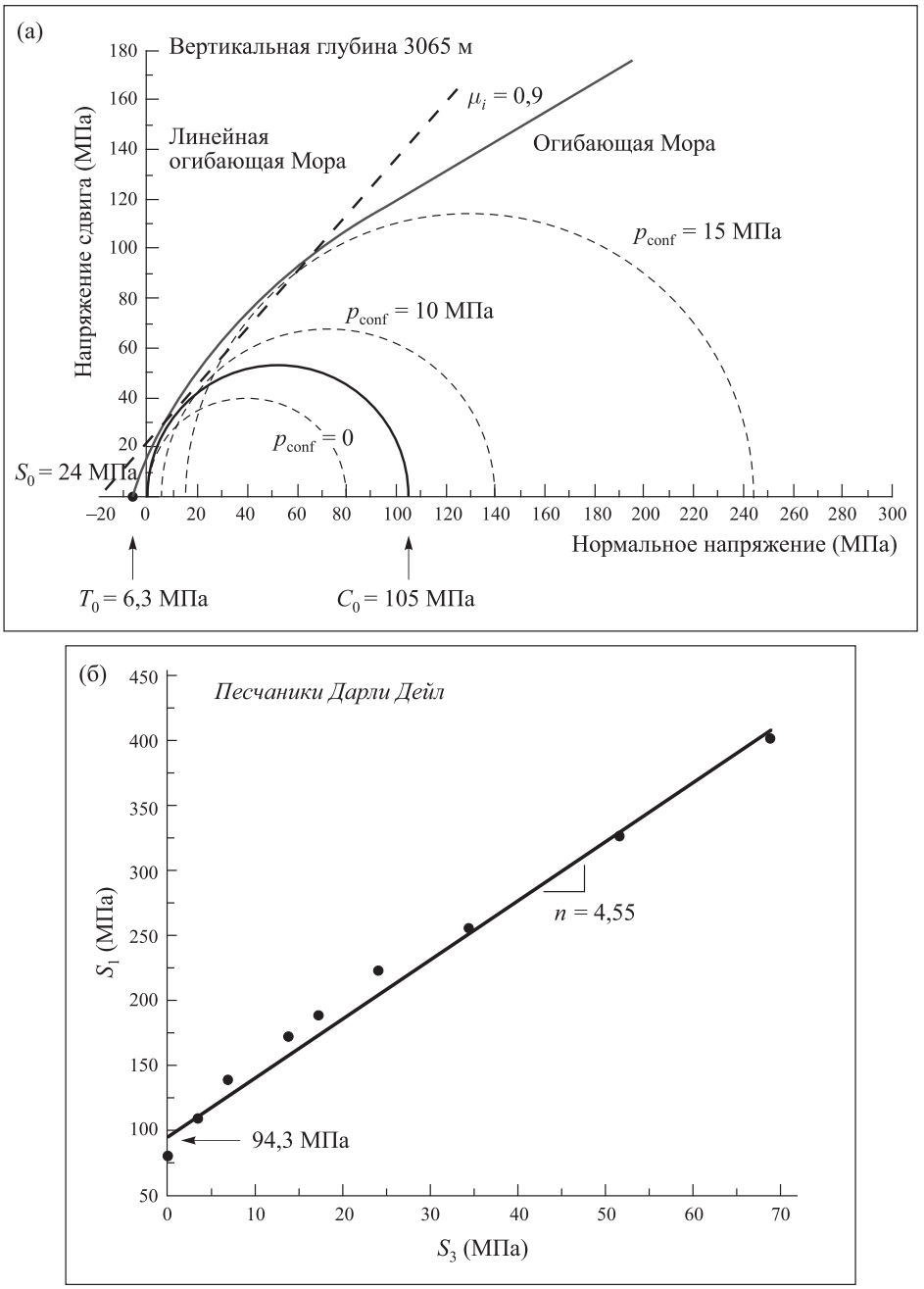


Рис. 4.3. (а) Лабораторные исследования на прочность при различных значениях бокового давления (p_{conf}), определяющие огибающую Мора для образца песчаников, извлеченного с глубины 3 065 м в юго-восточной Азии. Представлены графики для величин S_0, C_0, μ_i и линеаризованная огибающая Мора – Кулона. (б) Схема определения прочности по серии трехосных исследований, которые могут быть использованы для экстраполяции величины C_0. Наклон этой линии можно использовать для определения μ_i

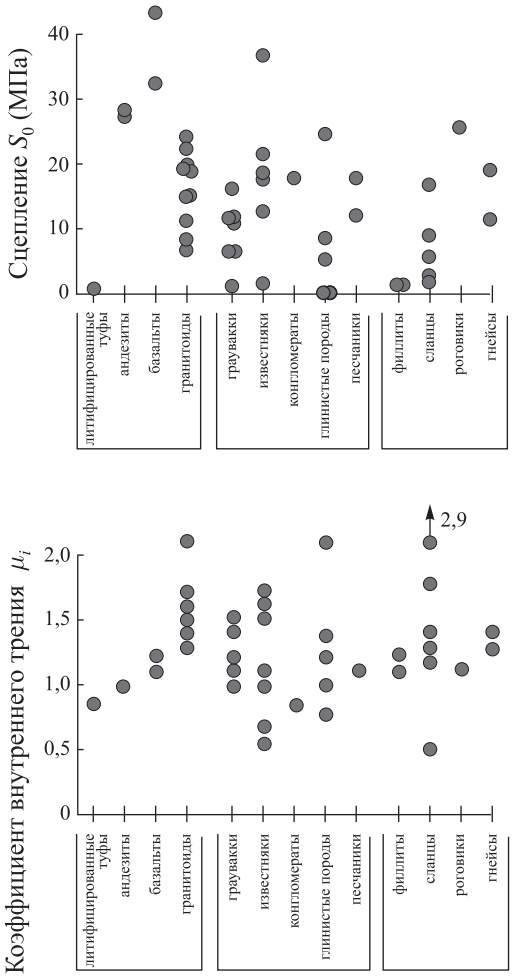


Рис. 4.4. Данные по сцеплению и внутреннему трению для различных пород [Carmichael, 1982]. Рыхлые породы с низкой силой сцепления имеют значительный коэффициент внутреннего трения

от одного до нескольких десятков МПа. Несмотря на это, коэффициент внутреннего трения находится в пределах от 0,5 до 2,0 при средней величине около 1,2. Исключением являются глины, которые имеют более низкое значение μ_i. Этот вопрос будет рассмотрен далее, при обсуждении прочности пород по данным геофизических исследований скважин.

Простая, но очень важная схема влияния сцепления на устойчивость стволов скважин приведена на рис. 4.5. Схематически показана линеаризованная огибающая Мора для прочных пород (высокая сила сцепления) и рыхлых пород (низкая сила сцепления) с одинаковым значением μ_i.

Как детально рассматривается в главе 6, минимальное главное напряжение σ_3 на стенках вертикальных скважин, которое может стать причиной разру-



Рис. 4.5. Стабилизация ствола скважины при увеличении веса бурового раствора. Круг Мора построен для точки вблизи ствола скважины. Для рыхлых пород (низкое сцепление): когда вес бурового раствора и поровое давление равны, ствол скважины разрушается при сжатии, так как радиальное напряжение σ_{rr} равно нулю. Повышение веса бурового раствора увеличивает значение σ_{rr} и уменьшает *кольцевое напряжение* $\sigma_{\theta\theta}$, действующее вокруг ствола. Это стабилизирует ствол скважины в результате уменьшения размера круга Мора по всему периметру ствола

шения пород при сжатии, является обычно радиальным напряжением, σ_{rr}, эквивалентным разнице между весом бурового раствора P_m и поровым давлением P_0. Максимальным главным напряжением является *кольцевое напряжение* $\sigma_{\theta\theta}$, действующее параллельно стенкам скважины по окружности (рис. 6.1). Следует отметить, что при достаточно низкой силе сцепления и весе бурового раствора, равном поровому давлению $\sigma_{rr} = 0$, значение $\sigma_{\theta\theta}$ не должно превышать прочность породы. Однако если вес бурового раствора превышает поровое давление, то σ_{rr} увеличивается и $\sigma_{\theta\theta}$ уменьшается, в результате ствол скважины становится более стабильным (более подробно об этом сказано в главе 6). Конечно, за столетие буровики научились использовать вес бурового раствора для стабилизации стволов скважин (подробнее этот вопрос рассматривается в главе 10).

Критерии прочности на сжатие

В последние годы предложено множество различных критериев для описания прочности пород при различных условиях нагружения, используемых в раз-

личных типах лабораторных исследований. Типы лабораторных исследований представлены на рис. 4.1. Разнообразие подходов к определению критериев прочности дает возможность оптимальным образом применять результаты лабораторных исследований на практике. Условия нагружения образцов керна в лаборатории отличаются от реальных условий (например, тесты не позволяют учитывать стабильность стволов скважин). Более того, в породе напряжения сконцентрированы вокруг ствола скважины, поэтому возможность использовать некоторые критерии прочности часто не реализуется в связи с недостаточностью объема керна для проведения полных лабораторных исследований (особенно в интервалах с осложнениями). Кроме того, при рассмотрении практических проблем (как показано в главе 10) правильная оценка величины пластовых напряжений оказывается важнее, чем точное определение величины прочности пород (что требует отбора образцов керна для исследований).

В этой главе мы рассмотрим пять различных критериев, которые позволяют получить значение главного максимального напряжения σ_1 в точке разрушения породы как функции других двух главных напряжений σ_2 и σ_3. Два наиболее часто применяемых критерия прочности пород (критерии Мора – Кулона и Гука – Брауна) не учитывают влияние напряжения σ_2 и получаются из данных трехосных исследований ($\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$). Мы также рассмотрим три истинных трехосных или многоосных критерия (модифицированный критерий Виболса – Кука, модифицированный критерий Ладе и критерий Друкера — Прагера), которые учитывают влияние промежуточного главного напряжения в многоосных исследованиях на прочность ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$). Рассмотрим, как эти критерии описывают прочность пяти видов пород: амфиболитов (Тюрингия), доломитов (Данэм), известняков (Зольнхофен), песчаников (Сирахама) и глин (Юбари), детальное описание которых приведено в работе [Colmenares, Zoback, 2002].

Линеаризованный критерий Мора – Кулона

Линеаризованная форма критерия разрушения Мора – Кулона может быть записана в виде

$$\sigma_1 = C_0 + q\sigma_3, \tag{4.6}$$

где C_0 принимает различные значения в зависимости от подбираемых параметров,

$$q = \left[(\mu_i^2 + 1)^{1/2} + \mu_i\right]^2 = \mathrm{tg}^2(\pi/4 + \phi/2) \tag{4.7}$$

и

$$\phi = \mathrm{arctg}(\mu_i). \tag{4.8}$$

Этот критерий не учитывает влияние промежуточного главного напряжения.

В трехмерном пространстве главных напряжений σ_1, σ_2, σ_3 поверхность отклика линеаризованного критерия Мора – Кулона является правильной гексагональной пирамидой, равномерно наклоненной к осям главных напряжений. Пересечение этой поверхности отклика с π-плоскостью образует шестиугольник

(π-плоскостью называют плоскость, перпендикулярную к прямой линии $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$). На рис. 4.6 показана поверхность отклика линеаризованного критерия Мора – Кулона, образующая шестиугольник в π-плоскости. На рис. 4.7, а представлен график линеаризованного критерия Мора – Кулона в пространстве $\sigma_1 - \sigma_2$ для $C_0 = 60$ МПа и $\mu_i = 0{,}6$. На этом графике (см. также рис. 4.8, 4.9 и 4.10, б) величина σ_1 при разрушении показана как функция σ_2 для экспериментов, выполняемых при различных значениях σ_3.

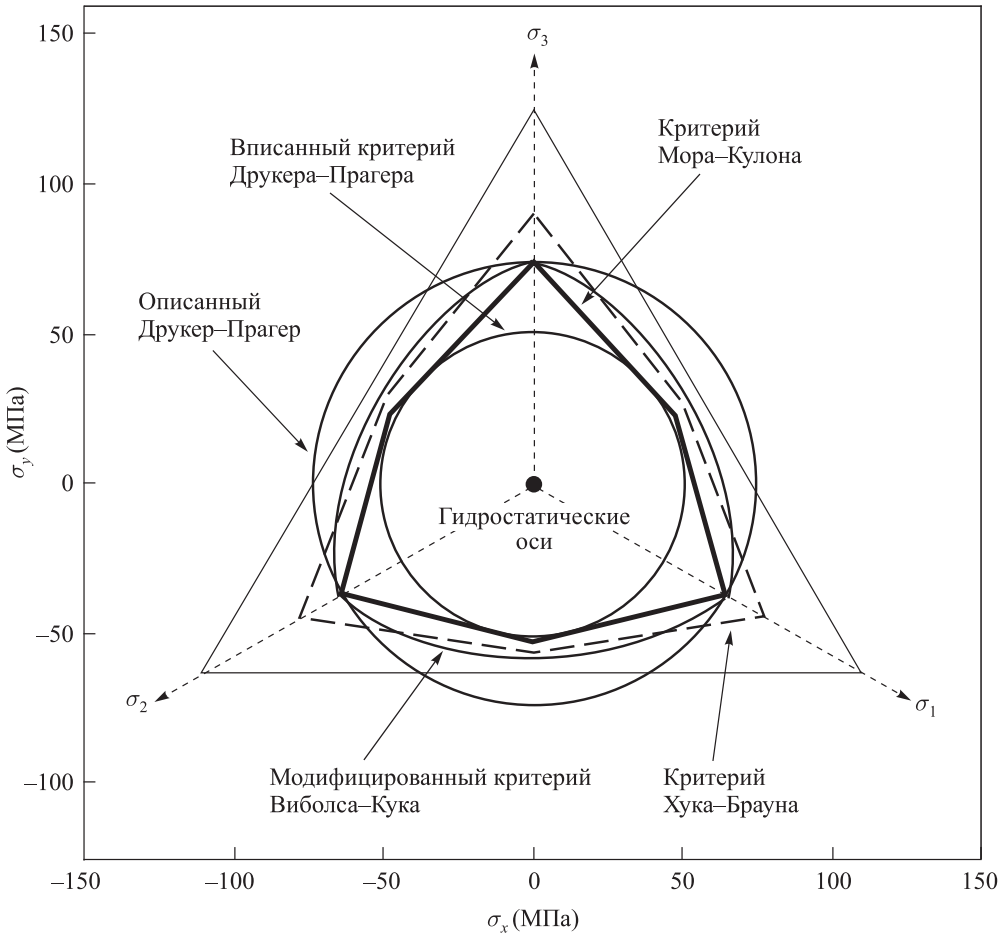


Рис. 4.6. Проекции предельных поверхностей, образующих π-плоскость для критериев Мора – Кулона, Хука – Брауна, модифицированного критерия Виболса – Кука, описанного и вписанного критерия Друкера – Прагера [Colmenares, Zoback, 2002]

Критерий Хука – Брауна

Этот критерий в качестве определяющего параметра использует прочность при одноосном сжатии, а кроме того, вводятся два безразмерных прочностных параметра m и s.

После изучения широкого ряда экспериментальных данных, авторы работы [Hoek, Brown, 1980] предложили следующее выражение для максимального главного напряжения при разрушении:

$$\sigma_1 = \sigma_3 + C_0\sqrt{m\frac{\sigma_3}{C_0} + s}, \tag{4.9}$$

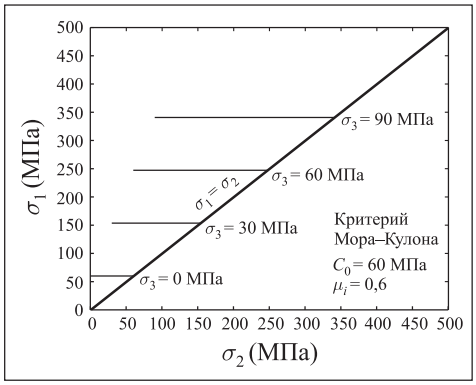
где константы m и s зависят от свойств породы и степени ее повреждения до начала проведения исследований. Такой вид закона разрушения представляет собой параболическую аппроксимацию проекции поверхности текучести Мора на π-плоскость (параболической огибающей Мора на рис. 4.2, б и 4.3, а). Критерий разрушения Хука – Брауна был разработан для оценки прочности породы при горных работах.

В работе [Hoek, Brown, 1997] показано, что параметр m зависит от типа пород, а параметр s зависит от характеристик пород:

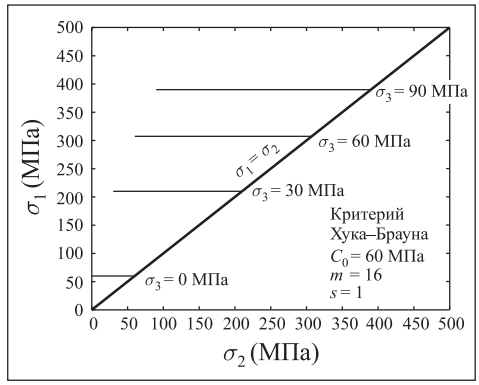
- $5 < m < 8$: карбонатные породы с хорошо развитой спайностью кристаллов (доломит, известняк, мрамор),
- $4 < m < 10$: литифицированные породы, содержащие глины (аргиллит, алевролит, глинистый сланец, аспидный сланец),
- $15 < m < 24$: песчаные породы с прочными кристаллами и слабо развитой спайностью кристаллов (песчаники, кварциты),
- $16 < m < 19$: тонкозернистые полиминеральные кристаллические магматические породы (андезит, долерит, диабаз, риолит),
- $22 < m < 33$: грубозернистые полиминеральные магматические и метаморфические породы (амфиболит, габбро, гнейс, норит, кварцевый диорит).

Если значения m получены по результатам лабораторных исследований монолитных пород, то они представляют хорошую оценку; при отсутствии лабораторных исследований мы будем сравнивать их с величинами, полученными для рассматриваемых пяти видов пород. Для монолитных породных материалов параметр s равен единице. Для совершенно гранулированных образцов или породных агрегатов параметр s равен нулю.

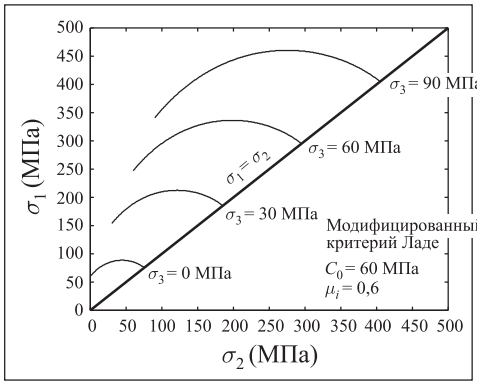
На рис. 4.6 видно, что пересечение поверхности отклика Хука – Брауна с π-плоскостью является приблизительно шестиугольником. Стороны пирамиды разрушения Хука – Брауна не плоские, как в случае критерия Мора – Кулона, однако в показанном примере их кривизна так мала, что стороны выглядят, как прямые линии. На рис. 4.7, б этот критерий представлен в пространстве $\sigma_1 - \sigma_2$ для $C_0 =$ $= 60$ МПа, $m = 16$ и $s = 1$. Критерий Хука – Брауна не зависит от σ_2, подобно критерию Мора – Кулона. Один недостатков критерия Хука – Брауна заключается в отсутствии в опубликованной литературе зависимости параметра m от данных геофизических исследований скважин и отсутствии данных по взаимосвязи m с величиной угла внутреннего трения.



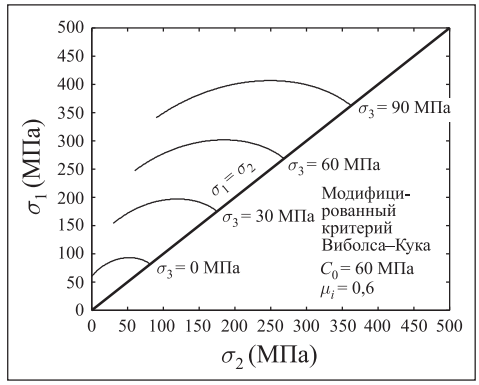
(а)



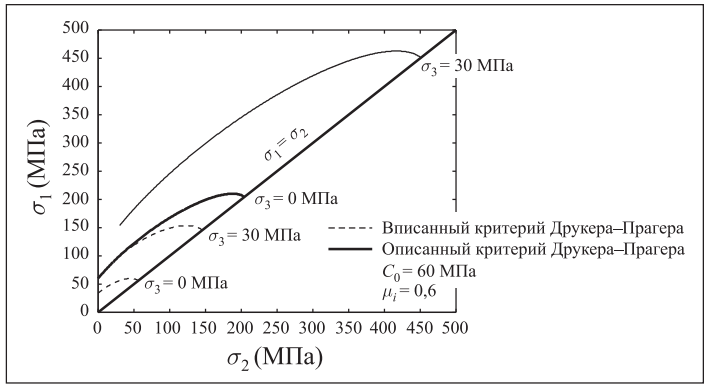
(б)



(в)



(г)



(д)

Рис. 4.7. Оценка влияния промежуточного главного напряжения σ_2, для различных критериев разрушения при сжатии, при $\sigma_3 = 0$, 30, 60 и 90 МПа, $C_0 = 60$ МПа и $\mu_i = 0{,}6$: (а) линеаризованный критерий Мора – Кулона, (б) критерий Хука – Брауна ($m = 16$ и $s = 1$), (в) модифицированный критерий Ладе, (г) модифицированный критерий Виболса – Кука, (д) вписанный и описанный критерии Друкера – Прагера (для упрощения показано только для $\sigma_3 = 0$ и 30 МПа) [Colmenares, Zoback, 2002]

Модифицированный критерий Ладе

Критерий Ладе [Lade, 1977] является трехмерным критерием разрушения, который был разработан для фрикционных материалов с нулевым значением когезии (например, для зернистых грунтов). Этот критерий описывается уравнением

$$\left(\frac{I_1^3}{I_3} - 27\right)\left(\frac{I_1}{p_a}\right)^{m'} = \eta_1, \tag{4.10}$$

где I_1 и I_2 — первый и третий инварианты тензора напряжений,

$$I_1 = S_1 + S_2 + S_3, \tag{4.11}$$

$$I_3 = S_1 \cdot S_2 \cdot S_3, \tag{4.12}$$

p_a — атмосферное давление, выраженное в единицах, принятых для напряжений; m' и η_1 — константы материала.

В модифицированном критерии Ладе, предложенном в работе [Ewy, 1999], для прогноза линейного увеличения прочности на сдвиг при увеличении среднего напряжения $I_1/3$, параметр m' принят равным нулю. Для рассматриваемых материалов с ненулевой когезией в уравнение включено, как обязательный параметр, поровое давление и введены константы материала S (связанная со сцеплением породы) и η (определяющая значение угла внутреннего трения).

После преобразований выражения (4.10) с учетом (4.11) и (4.12), получаем следующее уравнение критерия разрушения:

$$\frac{(I_1')^3}{I_3'} = 27 + \eta, \tag{4.13}$$

где

$$I_1' = (\sigma_1 + S) + (\sigma_2 + S) + (\sigma_3 + S) \tag{4.14}$$

и

$$I_3' = (\sigma_1 + S)(\sigma_2 + S)(\sigma_3 + S). \tag{4.15}$$

Значения констант S и η могут быть получены напрямую из величины когезии S_0 и угла внутреннего трения ϕ:

$$S = \frac{S_0}{\operatorname{tg}\phi}, \tag{4.16}$$

$$\eta = \frac{4(\operatorname{tg}\phi)^2(9 - 7\sin\phi)}{(1 - \sin\phi)}, \tag{4.17}$$

где $\operatorname{tg}\phi = \mu_i$ и $S_0 = C_0/(2q^{1/2})$, значение q вычисляется по уравнению (4.7).

Модифицированный критерий Ладе прогнозирует эффект упрочнения с увеличением промежуточного главного напряжения σ_2, сопровождаемый незначительным увеличением прочности при увеличении значения σ_2. Необходимо отметить, что параметры, приведенные выше, очень часто получают из результатов

лабораторных тестов на прочность и определение величин C_0 и μ_i. Это делает данный критерий удобным в использовании для задач стабильности стволов скважин. Модифицированный критерий Ладе представлен на рис. 4.7, в в плоскости $\sigma_1 - \sigma_2$ для параметров материала $C_0 = 60$ МПа и $\mu_i = 0{,}6$; эти же параметры использовались для критерия Мора – Кулона на рис. 4.7, а.

Модифицированный критерий Виболса – Кука

В работе [Wiebols, Cook, 1968] предложен энергетический критерий прочности, который описывается зависимостью от трех главных напряжений. В работе [Zhou, 1994] представлен критерий разрушения, схожий с критерием Виболса – Кука, который является расширением критерия Друкера – Прагера для описанной поверхности.

В соответствии с критерием разрушения Джоу, разрушение породы произойдет при условии

$$J_2^{1/2} = A + BJ_1 + CJ_1^2, \tag{4.18}$$

где

$$J_1 = \frac{1}{3}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) \tag{4.19}$$

и

$$J_2^{1/2} = \sqrt{\frac{1}{6}\left[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2\right]}, \tag{4.20}$$

J_1 — среднее эффективное прилагаемое напряжение, а $J_2^{1/2}$ эквивалентно $(3/2)^{1/2}\tau_{\text{oct}}$, где τ_{oct} — октаэдрическое напряжение сдвига:

$$\tau_{\text{oct}} = \frac{1}{3}\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_1)^2}. \tag{4.21}$$

Величина параметров A, B и C в уравнении (4.18) ограничена прочностью породы при условиях трехосного сжатия ($\sigma_2 = \sigma_3$) и трехосного сжатия с растяжением ($\sigma_1 = \sigma_2$) (рис. 4.1). Заменяя данные условия, а также прочность на одноосное сжатие ($\sigma_1 = C_0$; $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$) в уравнении (4.18), находим

$$C = \frac{\sqrt{27}}{2C_1 + (q-1)\sigma_3 - C_0}\left(\frac{C_1 + (q-1)\sigma_3 - C_0}{2C_1 + (2q+1)\sigma_3 - C_0} - \frac{q-1}{q+2}\right) \tag{4.22}$$

с $C_1 = (1 + 0{,}6\mu_i)C_0$ и q из уравнения (4.7),

$$B = \frac{\sqrt{3}(q-1)}{q+2} - \frac{C}{3}[2C_0 + (q+2)\sigma_3] \tag{4.23}$$

и

$$A = \frac{C_0}{\sqrt{3}} - \frac{C_0}{3}B - \frac{C_0^2}{9}C. \tag{4.24}$$

Прогноз прочности пород, проведенный по уравнению (4.18), аналогичен прогнозу Виболса – Кука, и поэтому часто называется модифицированным критерием Виболса – Кука. Для многоосных состояний напряжений прочность, рассчитываемая по этому критерию, несколько выше прочности, найденной по линеаризованному критерию Мора – Кулона. Это заметно на схеме на рис. 4.6, где пирамида разрушения модифицированного критерия Виболса – Кука почти совпадает с внешними вершинами шестиугольника Мора – Кулона. Этот критерий представлен в пространстве $\sigma_1 - \sigma_2$ на рис. 4.7, г. Отмечается его подобие с модифицированным критерием Ладе.

Критерий Друкера – Прагера

Расширенный критерий Мизеса, или критерий Друкера – Прагера, был предложен в механике грунтов [Drucker, Prager, 1952]. Критерий Мизеса может быть записан в следующем виде:

$$J_2 = k^2, \tag{4.25}$$

где k — эмпирическая константа. Поверхность текучести модифицированного критерия Мизеса в пространстве главных напряжений является правильным круговым конусом, равномерно наклоненным к осям главных напряжений. Пересечение π-плоскости с этой поверхностью текучести является кругом. Функция предельной поверхности, используемая Друкером и Прагером для описания конуса, в приложении к граничным теоремам идеально пластичных грунтов имеет форму

$$J_2^{1/2} = k + \alpha J_1, \tag{4.26}$$

где α и k — константы материала. Параметры α и k могут определяться по наклону и пересечению огибающей разрушения, построенной в плоскости $J_1 - (J_2)^{1/2}$. Параметр α связан с внутренним трением материала, а k — со сцеплением материала. В этом случае критерий Друкера – Прагера можно сравнивать с критерием Мора – Кулона. Когда $\alpha = 0$, уравнение (4.26) редуцируется в критерий Мизеса.

Критерий Друкера – Прагера можно условно разделить на критерий внешней границы (или описанный критерий Друкера – Прагера) и критерий внутренней границы (или вписанный критерий Друкера – Прагера). Эти два варианта критерия Друкера – Прагера получены в результате сравнения критерия Друкера – Прагера с критерием Мора – Кулона. На рис. 4.6 два критерия Друкера – Прагера построены на π-плоскости. Внутренний круг Друкера – Прагера вписан в поверхность Мора и касается его с внутренней стороны, а внешний круг Друкера – Прагера совпадает с внешними вершинами шестиугольника Мора – Кулона.

Вписанный критерий Друкера – Прагера имеет место при условии [Veeken, Walters, 1989; McLean, Addis, 1990]

$$\alpha = \frac{3\sin\phi}{\sqrt{9 + 3\sin^2\phi}} \tag{4.27}$$

и

$$k = \frac{3C_0 \cos\phi}{2\sqrt{q}\sqrt{9 + 3\sin^2\phi}}, \tag{4.28}$$

где ϕ — угол внутреннего трения, как определено выше.

Описанный критерий Друкера – Прагера [McLean, Addis, 1990; Zhou, 1994] имеет место при условии

$$\alpha = \frac{6\sin\phi}{\sqrt{3}(3 - \sin\phi)} \tag{4.29}$$

и

$$k = \frac{\sqrt{3}C_0 \cos\phi}{\sqrt{q}(3 - \sin\phi)}. \tag{4.30}$$

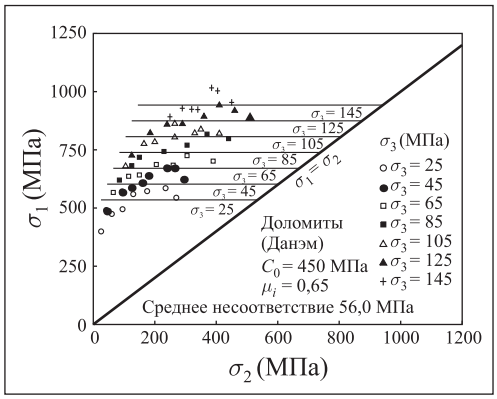
Поскольку уравнения (4.29) и (4.30) показывают зависимость α только от ϕ, подразумевается, что верхняя граница α в случае вписанного критерия Друкера – Прагера равна $0{,}866$, а в случае описанного критерия Друкера – Прагера $\alpha = 1{,}732$.

На рис. 4.7, е приведено сравнение критерия Друкера – Прагера для $C_0 = 60$ МПа и $\mu_i = 0{,}6$ с другими критериями разрушения. Как показано на рис. 4.7, е, для одинаковых значений C_0 и μ_i вписанный критерий Друкера – Прагера прогнозирует разрушение (как функцию σ_2) при значительно меньших напряжениях, чем описанный критерий Друкера – Прагера.

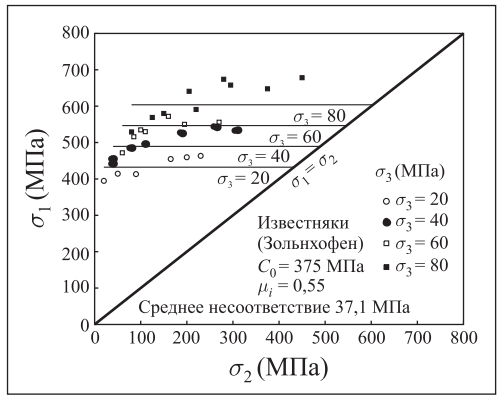
Как упоминалось ранее, в работе [Colmenares, Zoback, 2002] рассматривались эти критерии разрушения для пяти видов пород: амфиболитов в Германии [Chang, Haimson, 2000], доломитов (Данэм) и известняков (Зольнхофен) [Mogi, 1971], песчаников (Сирахама) и глин (Юбари) [Takahashi, Koide, 1989].

Графики на рис. 4.8 иллюстрируют все результаты для критерия Мора – Кулона с оптимальными параметрами для каждого вида пород. В связи с тем, что критерий Мора – Кулона не учитывает влияния σ_2, наилучшим приближением будет горизонтальная линия, проходящая через соответствующую каждому из выбранных значений σ_3 на графике. Наилучшее приближение по критерию Мора – Кулона получено для песчаников (Сирахама) и глин (Юбари). Низкое соответствие получено для доломитов (Данэм), известняков (Зольнхофен) и амфиболитов (Тюрингия), в которых наблюдается большое влияние промежуточного главного напряжения на разрушение.

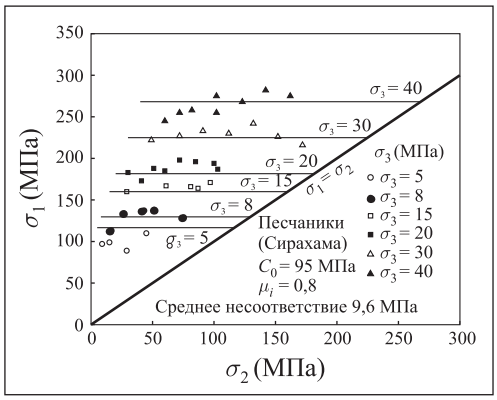
Модифицированный критерий Ладе (рис. 4.9) хорошо подходит для пород с высокой зависимостью предельного напряжения от σ_2. Примерами таких пород являются доломиты (Данэм) и известняки (Зольнхофен). Для амфиболитов (Тюрингия) этот критерий корректно воспроизводит тренд экспериментальных данных, однако соответствие не так хорошо, как для доломитов (Данэм). Мы видим аналогичный результат для глин (Юбари). Приближение по данным песчаников (Сирахама) недостаточно хорошо воспроизводит тренд.



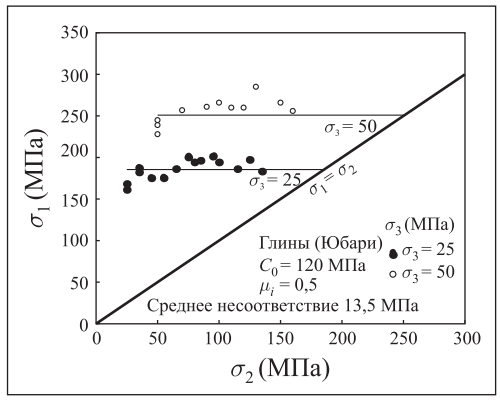
(а)



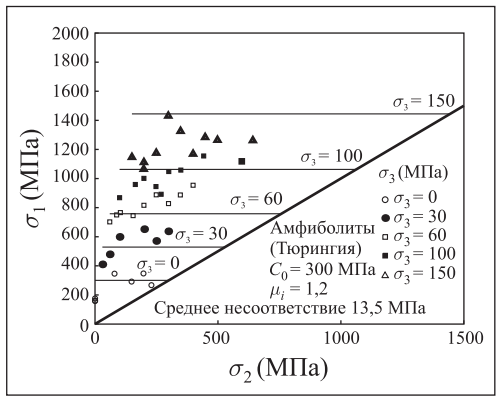
(б)



(в)



(г)



(д)

Рис. 4.8. Оптимальное приближение решения критерия Мора – Кулона для различных пород: (а) доломиты (Данэм); (б) известняки (Зольнхофен); (в) песчаники (Сирахама); (г) глины (Юбари); (д) амфиболиты (Тюрингия) [Colmenares, Zoback, 2002]

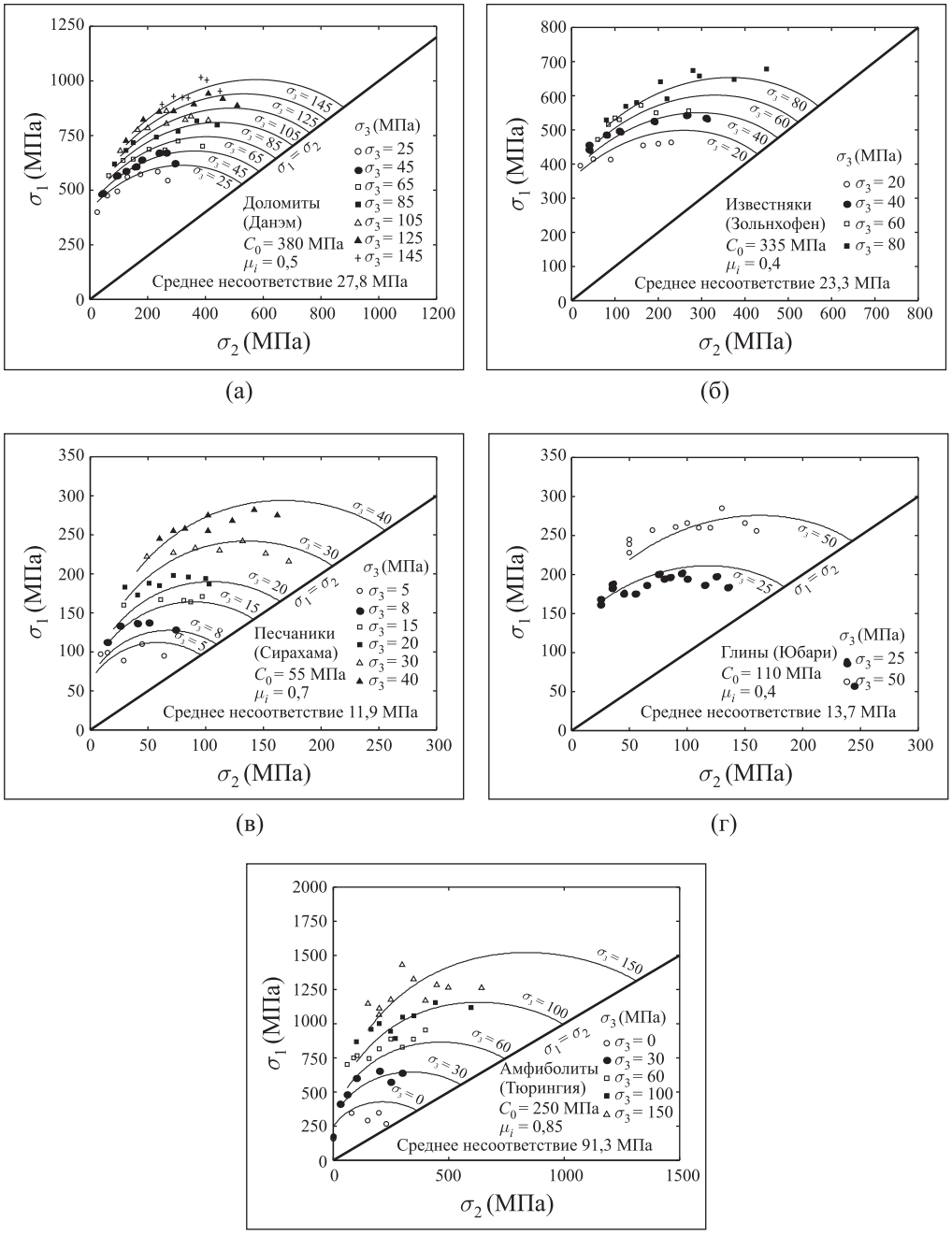
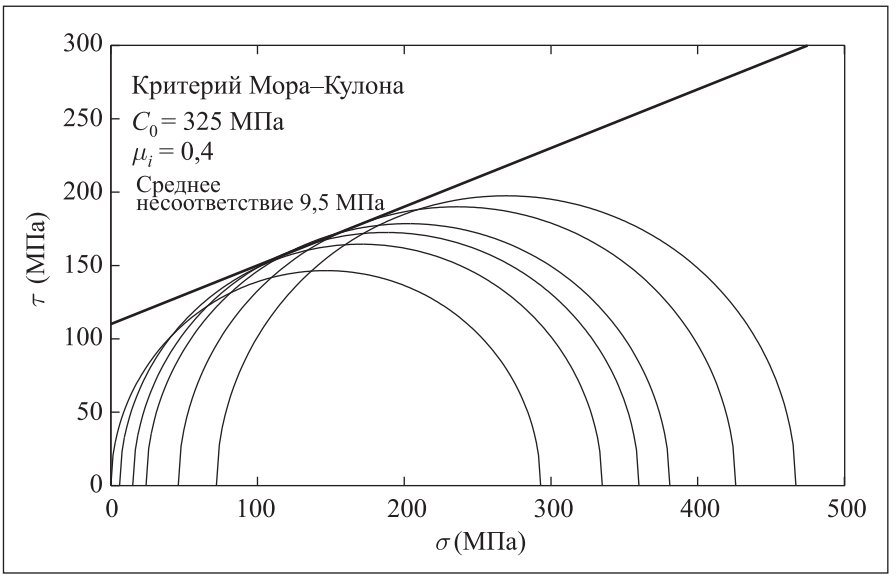
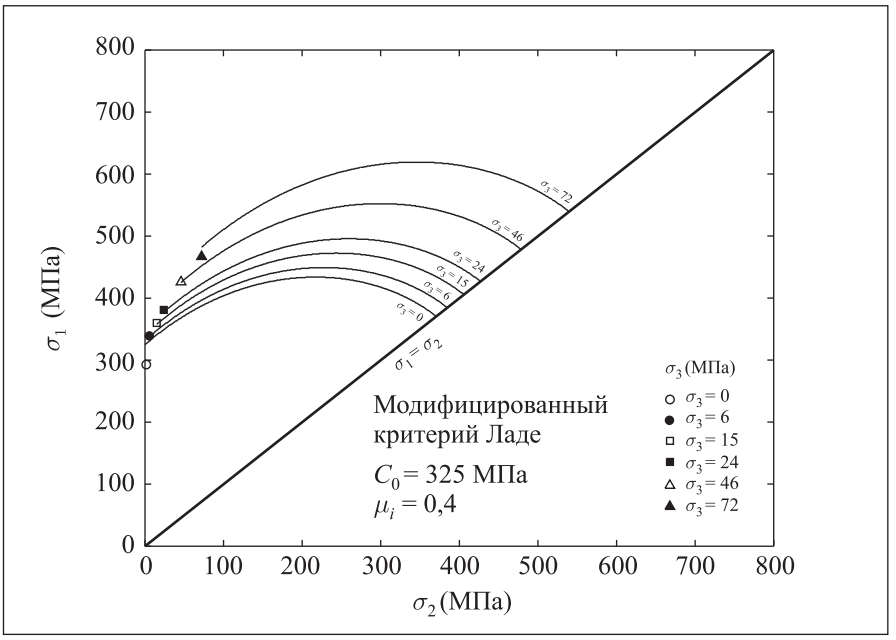


Рис. 4.9. Оптимальное приближение решения модифицированного критерия Ладе для различных пород: (а) доломиты (Данэм); (б) известняки (Зольнхофен); (в) песчаники (Сирахама); (г) глины (Юбари); (д) амфиболиты (Тюрингия) [Colmenares, Zoback, 2002]



(а)



(б)

Рис. 4.10. Оптимальное приближение решения для зольнхофских известняков на основе данных трехосных исследований: (а) критерий Мора – Кулона; (б) модифицированный критерий Ладе [Colmenares, Zoback, 2002]

Кратко рассмотрим возможность использования данных трехосных тестов для прогноза зависимости от σ_2 на основе модифицированного критерия Ладе. Мы можем определить предел прочности, используя данные относительно простых трехосных тестов, которые, тем не менее, позволяют учитывать все три главных напряжения. Мы применяли данные трехосных иссле-дований только для зольнхофских известняков (рис. 4.8, б), которые не показали наличия зависимости прочности от σ_2. Как было отмечено в работе [Colmenares, Zoback, 2002], используя только данные трехосных исследований (рис. 4.10, а), мы получили величину C_0 как функцию σ_2 (рис. 4.10, б), которая находится в пределах 3 % отклонения от значений, полученных при многоосных исследованиях.

Факторы, от которых зависит прочность пород, весьма разнообразны, а значит, зачастую бывает достаточно трудно характеризовать прочность заданной породы и использовать эти знания эффективно. На практике, однако, размер огибающей разрушения (рис. 4.6) значительно более важен, чем ее строгая форма. При рассмотрении проблем стабильности стволов скважин (глава 10), например, практические эксперименты показывают, что для относительно прочных пород и критерий Мора – Кулона, и критерий Хука – Брауна дают достоверные результаты. Известно, что при применении этих критериев для аппроксимации данных многоосных исследований на прочность, показанных на рис. 4.8, два критерия работают достаточно хорошо [Colmenares, Zoback, 2002]. Однако параметр m для критерия Хука – Брауна измеряется редко, более практично использовать критерий Мора – Кулона, когда рассматривается прочность относительно крепких пород. В рыхлых породах оба многоосных критерия (модифицированный критерий Ладе и модифицированный критерий Виболса – Кука) демонстрируют хорошую работу и дают очень близкую аппроксимацию данных, показанных на рис. 4.8 [Colmenares, Zoback, 2002]. Модифицированный критерий Ладе легко применим на практике, так как он использует два параметра, чаще всего измеряемых при лабораторных исследованиях величин C_0 и μ_i.

Прочность и поровое давление

Как отмечалось в главе 3, поровое давление оказывает значительное влияние на многие свойства пород, включая прочность пород. На рис. 4.11 представлены стандартные трехосные исследования на прочность песчаников Береа и известняков Марианна [Handin, Hager, 1963]. На рис. 4.11, а и 4.11, с показаны исследования на прочность без учета порового давления; для сравнения, рис. 4.3, а иллюстрирует лабораторные исследования, где прочность при разрушении, S_1, является функцией бокового давления, S_3. Как указано выше, зависимость S_1 от S_3 выражается зависимостью

$$S_1 = C_0 + nS_3, \tag{4.31}$$

где C_0, n и μ_i принимают значения 62,8 МПа, 2,82 и 0,54 для берейских песчаников, а для известняков Марианна — значения 40,8, 3,01 и 0,58 МПа соответственно.

Таким образом, уравнение (4.31) примет вид

$$S_1 - S_3 = C_0 + (1-n)P_p - (1-n)S_3. \tag{4.32}$$

Выражение (4.32) получено из предположений, что для в уравнения (4.31) произведены замены S_1 на $(S_1 - P_p)$ и S_3 на $(S_3 - P_p)$, и прочность является функцией эффективного напряжения (уравнение (3.8)). На рис. 4.11, б, с показано, что решение уравнения (4.32) имеет высокое соответствие с результатами тестов, проведенных при различных комбинациях бокового и порового давлений. Другими словами, влияние порового давления на прочность большинства пород хорошо описывается законом Терцаги. Однако стоит заметить, что приведенные тесты не включают в себя исследования при всестороннем сжатии, а эта тема представляет значительный интерес: необходимо дальнейшее исследование пород, обладающих различной прочностью, жесткостью, проницаемостью и т. д. при различных скоростях нагружения, различных значениях эффективного бокового давления и пр.

Анизотропия прочностных свойств пород

Наличие плоскостей ослаблений в сланцеватых породах (или в тонкослоистых песчаниках) или плоскости сланцеватости в метаморфических породах оказывают значительное влияние на прочность пород. В главе 10 мы рассмотрим ряд случаев, которые иллюстрируют влияние смещения по плоскостям ослабления на стабильность стволов скважин, когда скважины бурятся под наклоном относительно напластования.

Влияние плоскостей ослаблений на прочность пород имеет отношение к анизотропии прочности. Важность этого явления зависит от двух параметров: относительной непрочности плоскости напластования и ориентации плоскости относительно приложенных напряжений. Рис. 4.12, а иллюстрирует данное явление для исследований на прочность образцов с ослабленными плоскостями, нормаль к которым относительно максимального напряжения образует угол β.

При значениях угла $\beta \sim 0°$ или $\beta \sim 90°$ плоскости напластования будут иметь относительно слабое влияние на прочность пород. Однако когда $\beta \sim 60°$, смещение по непрочным плоскостям напластования происходит при значительно меньших нагрузках. Рассмотрим породу, имеющую два значения прочности, как показано на диаграмме Мора (рис. 4.12, б). Ненарушенные породы будут иметь нормальную прочность (при отсутствии смещений по ослабленным плоскостям), а второе значение прочности — для ослабленных плоскостей — определяется сцеплением S_w и углом внутреннего трения μ_w.

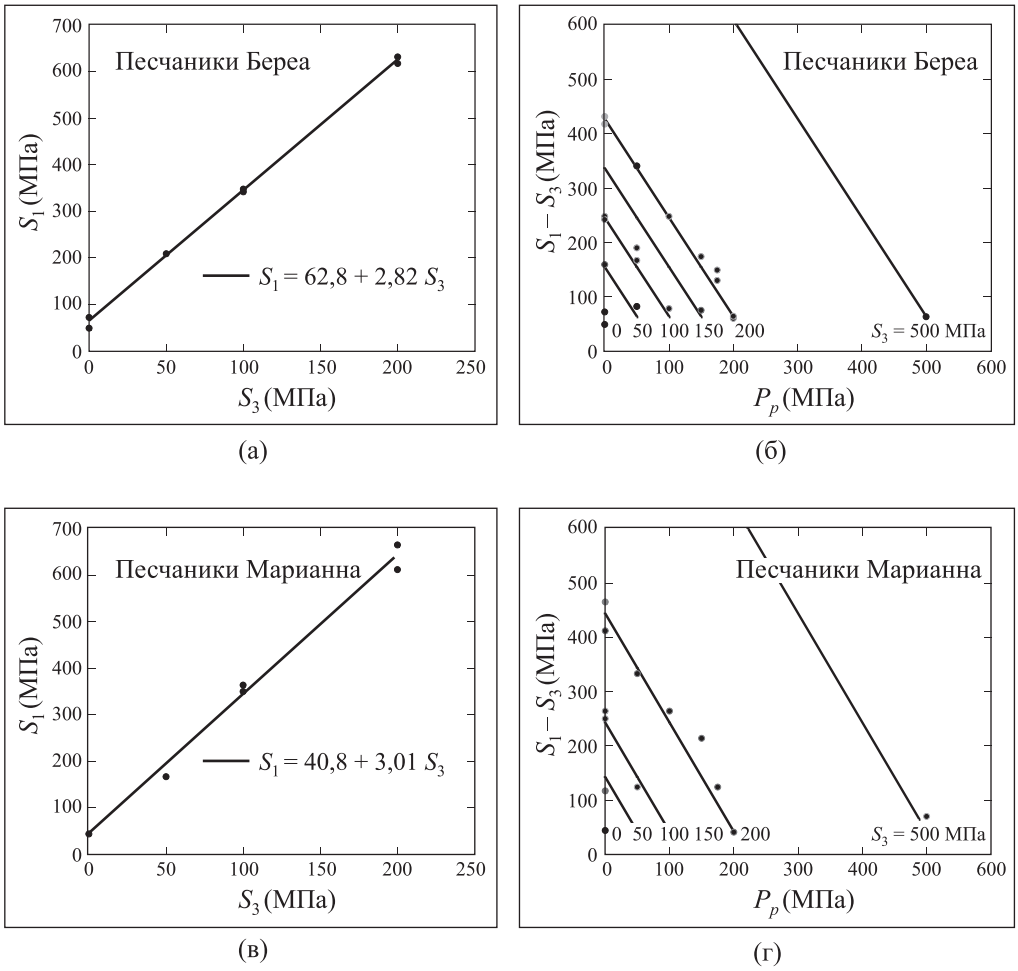


Рис. 4.11. (а) Зависимость прочности пород от бокового давления при отсутствии порового давления для песчаников Береа. (б) Зависимость прочности от бокового давления и порового давления при условиях, описываемых законом Терзаги (уравнение (3.8)) для эффективных напряжений (прямые диагональные линии); (в) и (г) аналогичные данные для известняков Марианна [Handin, Hager, 1963]

Можно математически оценить степень влияния плоскостей напластования на понижение прочности пород, используя теорию, представленную в работах [Donath, 1966; Jaeger, Cook, 1970]. Максимальное напряжение σ_1, при котором появляется разрушение, будет зависеть от величин σ_3, S_w и μ_w по уравнению (коррекция автора)

$$\sigma_1 = \sigma_3 + \frac{2(S_w + \mu_w \sigma_3)}{(1 - \mu_w \operatorname{ctg} \beta) \sin 2\beta}. \tag{4.33}$$

Как показано на рис. 4.12, в, при высоких и низких значениях β прочность ненарушенных пород (нормализованная на S_w) не зависит от присутствия плос-

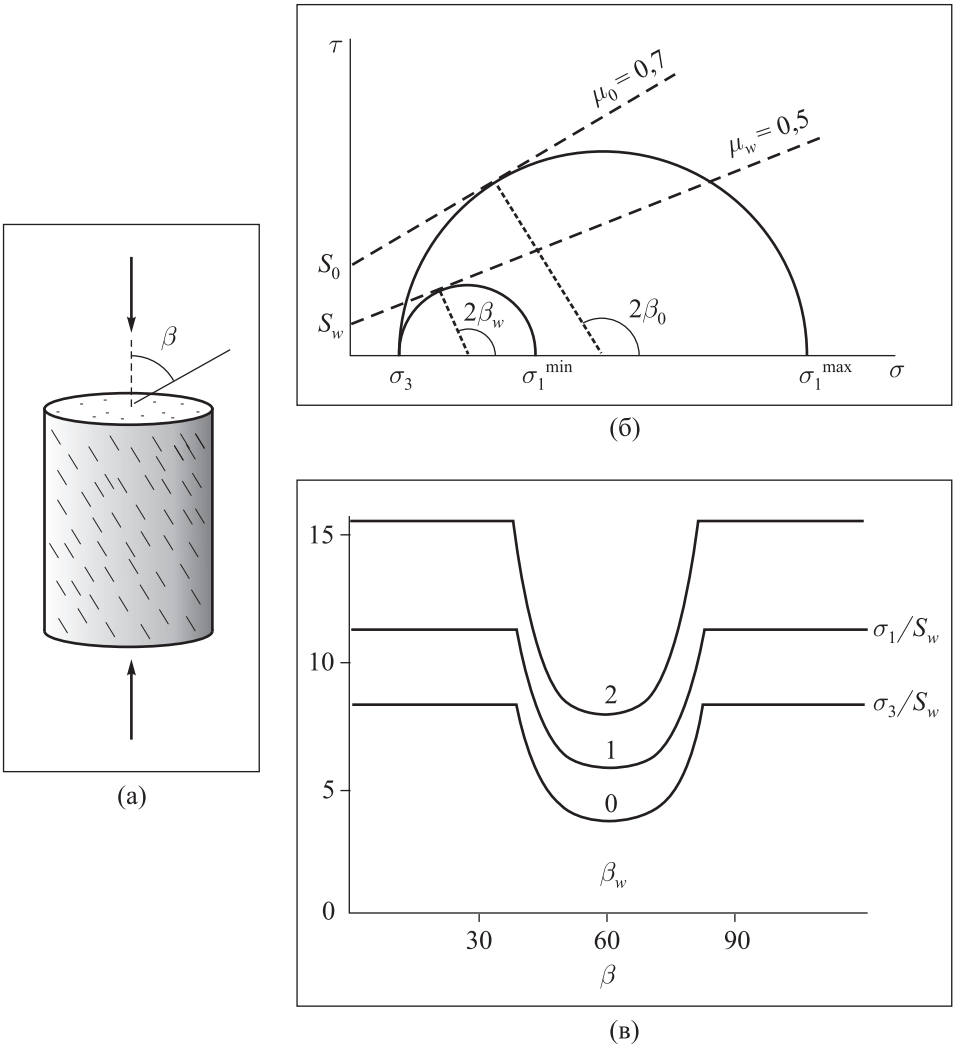


Рис. 4.12. Зависимость прочности породы от угла относительно плоскости напластования или сланцеватости. (а) Образец породы может быть исследован при различных значениях угла β, ориентации непрочных плоскостей относительно максимального главного напряжения σ_1. (б) Прочность может быть определена в выражении через прочность ненарушенных пород (когда непрочные плоскости не влияют на разрушение) и прочность ослабленных плоскостей. (в) Прогноз прочности породы (нормализованной сцеплением плоскостей напластования) как функции β [Donath, 1966; Jaeger, Cook, 1979]

костей ослабления. При $\beta \sim 60^\circ$ прочность заметно ниже. Используя (коррекция автора):

$$\operatorname{tg} 2\beta_w = -\frac{1}{\mu_w},$$

можно показать, что выражение для минимальной прочности имеет вид (коррек-

ция автора):

$$\sigma_1^{\min} = \sigma_3 + 2(S_w + \mu_w \sigma_3)\left[(\mu_w^2 + 1)^{1/2} + \mu_w\right]. \qquad (4.34)$$

Как показано на рис. 4.12, в, прочность пород заметно уменьшается. Исследования на прочность, выполненные на мусковитовых гранитных гнейсах (метаморфических породах) из разведочной скважины (программа континентального глубокого бурения в Тюрингии), с резко выраженными плоскостями сланцеватости [Vernik, Lockner, 1992], очень хорошо описываются этой теорией (рис. 4.13). Отметим, что когда плоскости сланцеватости имеют максимальное влияние на прочность пород (при $\beta \sim 60°$), прочность уменьшается приблизительно в два раза и зависимость прочности от β_w хорошо описывается уравнением (4.33).

Влияние ослабленных плоскостей в глинах рассмотрено в главе 10. В северной части Северной Америки глины имеют прочность на одноосное сжатие около 69 МПа (при измерениях по нормали к напластованию), прочность напластований $S_w = 2$ МПа и $\mu_w = 0{,}5$, что значительно влияет на стабильность стволов скважин при некоторых траекториях, наклонно вскрывающих плоскости напластования. Формации на восточном шельфе Канады характеризуются значениями прочности на одноосное сжатие около 55 МПа (при измерениях по нормали к напластованию) и имеют непрочные напластования $S_w = 5$ МПа и $\mu_w = 0{,}2$. В этом случае плоскость ослабления расположена почти горизонтально и значения горизонтальных напряжений относительно малы. В скважинах с высоким значением девиации влияние ослабленных напластований с низкой прочностью будет значительно серьезнее.

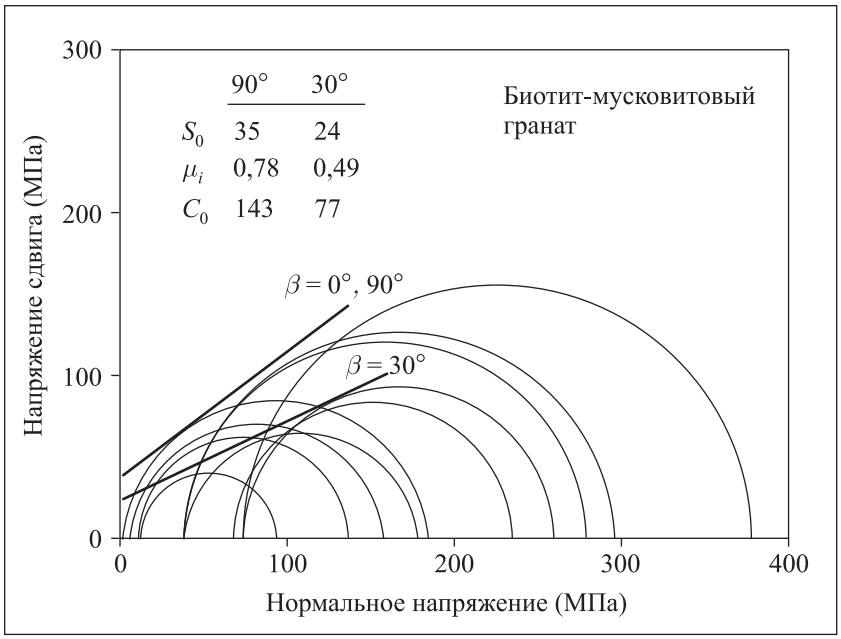
Оценка прочностных свойств пород по данным геофизических исследований

Как отмечалось выше, многие геомеханические задачи, относящиеся к бурению, тесно связаны с возможностью проведения лабораторных исследований керна.

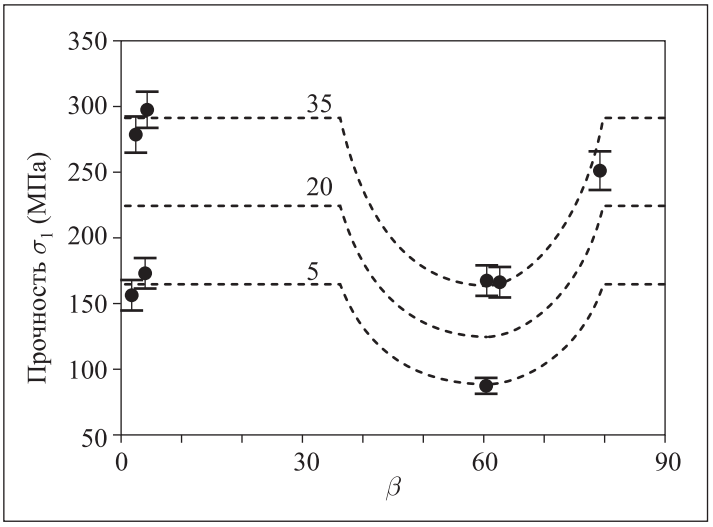
Исследования керна позволяют получить эмпирическую зависимость прочности пород от параметров, измеряемых при геофизических исследованиях скважин. Основой для этих зависимостей является тот факт, что многие из параметров, влияющих на прочность пород, влияют также на упругие модули и другие характеристики, такие как пористость.

Почти все предложенные зависимости для определения прочности пород по геофизическим данным используют следующие параметры:

- Скорость продольных волн V_p или, эквивалентно, интервальное время продольных волн вдоль стенок скважин Δt ($\Delta t = V_p^{-1}$), выраженное обычно в мкс/м.
- Модуль Юнга E (обычно получаемый по значениям V_p и плотности, таблица 3.1).



(а)



(б)

Рис. 4.13. Сопоставление теоретических расчетов (см. рис. 4.12 и уравнение (4.33)) и результатов исследований на прочность при сжатии [Vernik, Lockner, 1992]

- Пористость ϕ (или плотность).

Пример зависимости прочности на одноосное сжатие для песчаников, глин, известняков и доломитов на основе имеющихся геофизических данных [Lama,

Vutukuri, 1978; Carmichael, 1982; Juzba, 1991; Wong, David, 1997; Horsrud, 2001; Kwasniewski, 1989] и указанных параметров показан на рис. 4.14, 4.15 и 4.16. Несмотря на большой разброс данных для каждого типа пород, отмечается явное увеличение прочности с ростом величины V_p и E и явное уменьшение прочности с увеличением пористости.

В таблице 4.1 представлен ряд зависимостей для песчаников из различных геологических групп для прогноза прочности пород по данным геофизических исследований [Chang, Zoback, 2006]. Уравнения (1)–(3) используют скорости продольных волн V_p (или эквивалентно Δt), измеренные по данным геофизических исследований скважин. Уравнения (5)–(7) используют данные по плотности и скорости продольной волны V_p, а уравнение (4) использует V_p, плотность, коэффициент Пуассона (требующий наличия измерений V_s) и объем глин (по гамма-каротажу). Для оценки прочности пород в уравнении (8) используется модуль Юнга E, полученный из скорости продольной волны V_p и скорости поперечной волны V_s, в уравнениях (9) и (10) используются значения пористости, измеренной геофизическими методами. По причине значительного разброса данных (рис. 4.14), обычно представляется невозможным для некоторых зависимостей проведение подбора по всем данным таблицы 4.1. Необходимо также помнить, что скорость продольной волны V_p часто является результатом лабораторных измерений на ультразвуковых частотах (обычно $\sim$ 1 МГц), в направлениях, ортогональных напластованию, и обычно на ненарушенных образцах, которые не могут быть представительными для непрочных пород при разрушении стволов скважин. Как рассматривалось в главе 3, акустические скорости при геофизических исследованиях скважин оперируют гораздо меньшими частотами. Кроме того, такие измерения проводятся параллельно осям скважин, которые часто не перпендикулярны напластованиям. Следовательно, имеется значительная экспериментальная разница между полевыми и лабораторными измерениями, требующая калибровки при рассмотрении.

Для зависимостей, основанных на скорости продольных волн V_p (рис. 4.14,а), следует подчеркнуть, что, в отличие от уравнений (1) и (6) (полученных для относительно прочных пород), все уравнения прогнозируют экстремально низкую прочность для очень низких скоростей или высоких интервальных времен ($\Delta t \geqslant 328$ мкс/м) и представляют значительно заниженные оценки. Подобные скорости характеризуют рыхлый песок, например в Мексиканском заливе, и ряд зависимостей таблицы 4.1 получены именно для таких данных. Уравнение (6) дает лучшее приближение к данным, чем другие уравнения, однако необходимо иметь в виду, что в трех представленных исследованиях, по существу, нет очень рыхлых песков. Упрощенно, для высокоскоростных, высокопрочных пород, уравнение (3) (полученное для пород с низкой прочностью) дает очень значительное несоответствие данным. Единственное уравнение, полученное на основе модуля Юнга, уравнение (8), достаточно хорошо соответствует имеющимся данным, но дает значительный разброс при определенном значении модуля упругости E. Оба

уравнения по пористости в таблице 4.1, как правило, дают завышенные значения прочности, за исключением оценок для пород с очень низкой пористостью.

В целом справедливо сделать заключение, что ни одно из уравнений таблицы 4.1 не показывает хорошее соответствие данным, представленным на рис. 4.14. Важно иметь в виду, что достоверность расчетов с использованием любого из этих уравнений лучше всего рассматривать в аспекте соответствия типов пород, для которых оно было получено, с теми породами, для которых мы намерены его применить, поэтому калибровка очень важна перед использованием любого из приведенных здесь уравнений. Например, уравнение (5) показывает систематическое занижение оценки всех данных (рис. 4.14, а), но работает очень хорошо для чистых грубозернистых песков и конгломератов, для которых оно было получено [Moos, Zoback, 1999]. Также важно подчеркнуть, что уравнения, точно охватывающие нижнюю границу прочностных данных (уравнения (2)–(5)), могут использоваться для консервативного приближения при оценке стабильности стволов скважин: реальная прочность может быть выше прогнозируемой (и поэтому скважина более стабильна), и отсутствует вероятность, что она окажется ниже.

Рассмотрим эмпирические зависимости для прочности глин (таблица 4.2), уравнения (11)–(15) представляют нижнюю границу данных на рис. 4.15, а. Занижение прочности может быть заранее оценено, разница между этими зависимостями и измеренными данными для высокоскоростных пород ($\Delta t < 492$ мкс/м) весьма заметна и составляет до 50 МПа. Для низкоскоростных пород ($\Delta t > 656$ мкс/м) такие зависимости занижают значение прочности на 10–20 МПа. Хорошее соответствие для глин показывают зависимости от пористости (уравнения (17)–(19)). Особенно хорошо такая зависимость подходит для высокопористых третичных глин. В контексте этих уравнений используется эффективная пористость[1], определяемая по данным геофизических исследований.

Для прогноза прочности глин иногда полезно использовать зависимость от глинистости. Этот вопрос рассматривается в главе 10, потому что при бурении через глины значительно изменяется стабильность скважин в связи с сильными вариациями прочности пород. В глинах с относительно низкой гамма-активностью (< 80 по шкале API), прочность на одноосное сжатие достаточно высока (125 МПа), тогда как в более глинистых формациях (< 100 API), прочность только около 50 МПа.

Эмпирические зависимости прочности карбонатных пород от геофизических параметров представлены в таблице 4.3 и из-за большого раброса значений прочности данного типа пород являются, скорее, оценочными с использованием данных о скорости, модуле упругости или пористости (рис. 4.16). Например, прочные карбонатные породы с низкой пористостью характеризуются высокой

[1] В отечественной литературе эту величину принято определять как *общую* пористость. — *Прим. ред.*

Таблица 4.1. Эмпирические зависимости между прочностью на одноосное сжатие и другими физическими свойствами песчаников [Chang, Zoback, 2006]

№ уравнения	Прочность на одноосное сжатие, МПа	Регион	Комментарии	Источник информации
1	$0{,}035V_p - 31{,}5$	Тюрингия (Германия)	—	[Freyburg, 1972]
2	$1200\exp(-0{,}011\Delta t)$	Бассейн Боуэн (Австралия)	Тонкозернистые консолидированные и неконсолидированные песчаники с широким диапазоном пористости	[McNally, 1987]
3	$49{,}928 \cdot 10^7 \Delta t^{-3}$	Побережье Мексиканского залива	Рыхлые и неконсолидированные песчаники	Не опубликовано
4	$3{,}3{\cdot}10^{-20}\rho^2 V_p^2[(1+\nu)/(1-\nu)]^2(1-2\nu)[1+0{,}78V_{\text{clay}}]$	Побережье Мексиканского залива	Применимо к песчаникам с прочностью на одноосное сжатие выше 30 МПа	[Fjaer, Holt *et al.*, 1992]
5	$1{,}745 \cdot 10^{-9}\rho V_p^2 - 21$	Залив Кука (Аляска)	Грубозернистые пески и конгломераты	[Moos, Zoback *et al.*, 1999]
6	$42{,}1\exp(1{,}9 \cdot 10^{-11}\rho V_p^2)$	Австралия	Консолидированные песчаники с $0{,}05 < \phi < 0{,}12$ и UCS > 80 МПа	Не опубликовано
7	$3{,}87\exp(1{,}14 \cdot 10^{-10}\rho V_p^2)$	Мексиканский залив	—	Не опубликовано
8	$46{,}2\exp(0{,}000027E)$	—	—	Не опубликовано
9	$A(1 - B\phi)^2$	Осадочные бассейны по всему миру	Чистые, хорошо консолидированные песчаники с $\phi < 0{,}30$	[Vernik, Bruno *et al.*, 1993]
10	$277\exp(-10\phi)$	—	Песчаники с прочностью на одноосное сжатие от 2 до 360 МПа и $0{,}002 < \phi < 0{,}33$	Не опубликовано

Единицы измерения: V_p (м/с), Δt (мкс/м), ρ (кг/м^3), V_{clay} (доля), E (МПа), ϕ (доля).

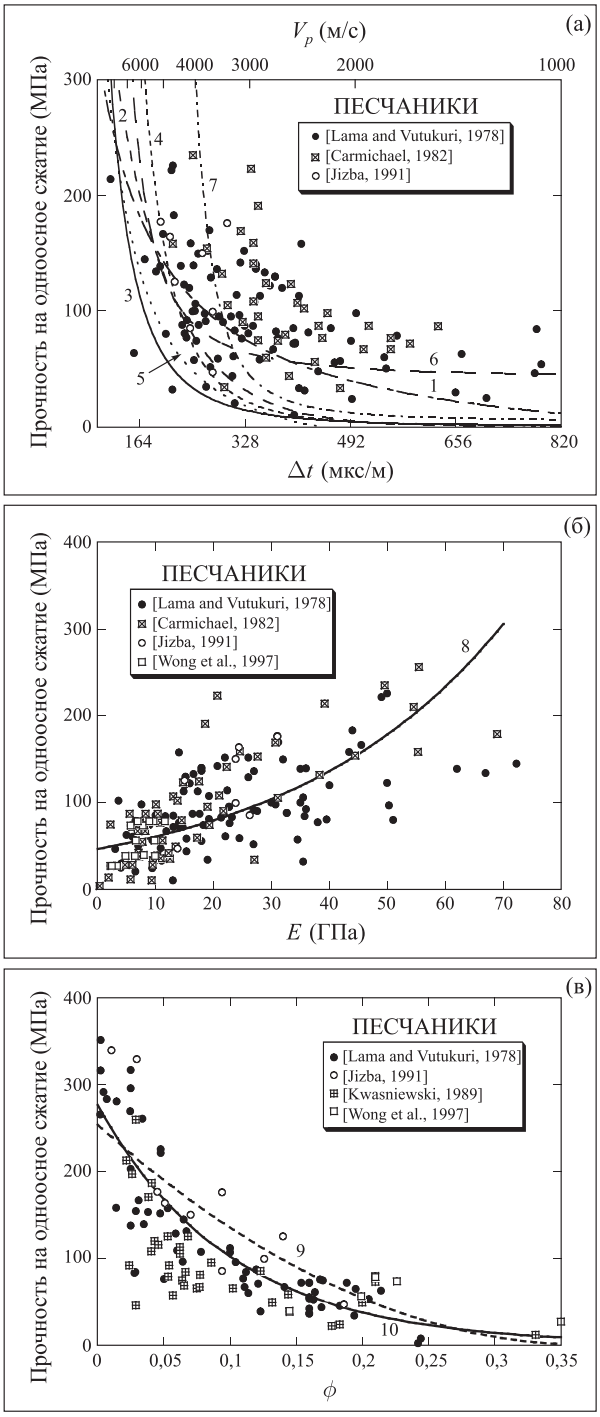


Рис. 4.14. Сравнение эмпирических зависимостей (таблица 4.1) прочности песчаников от различных параметров: (а) от скорости продольных волн, (б) от модуля Юнга и (в) от пористости [Chang, Zoback, 2006]

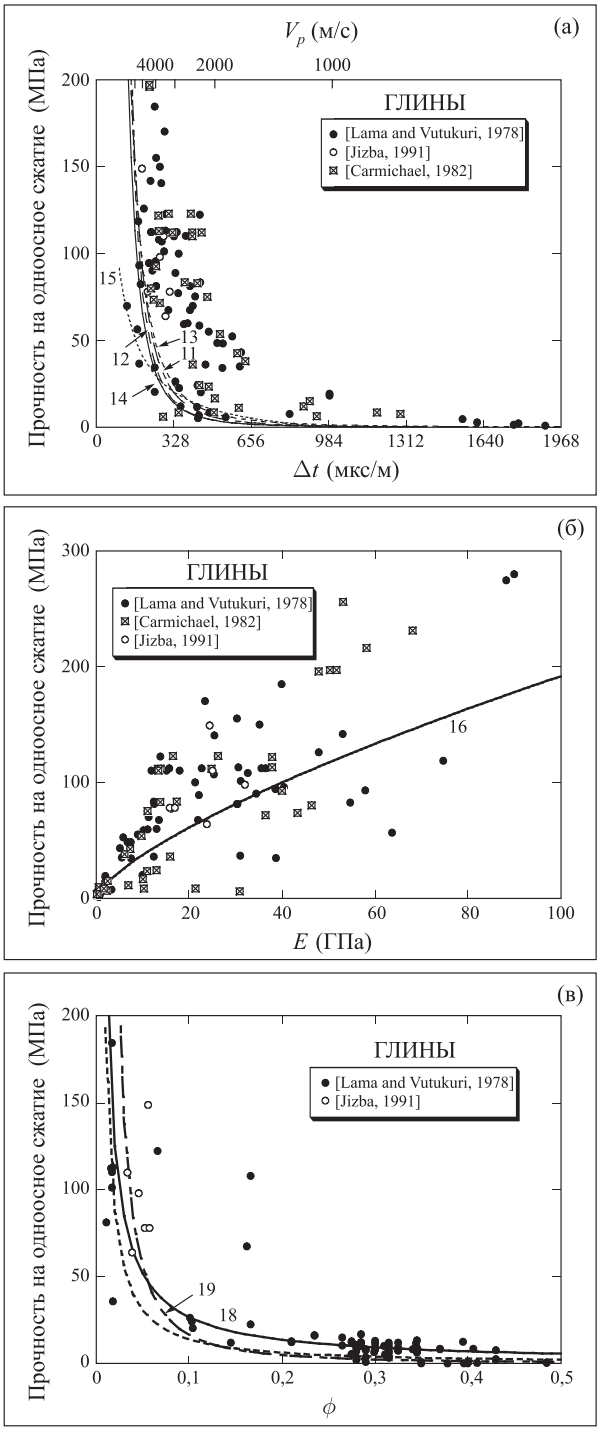


Рис. 4.15. Сравнение эмпирических зависимостей (таблица 4.2) прочности глин от различных параметров: (а) от скорости продольных волн, (б) от модуля Юнга и (в) от пористости [Chang, Zoback, 2006]

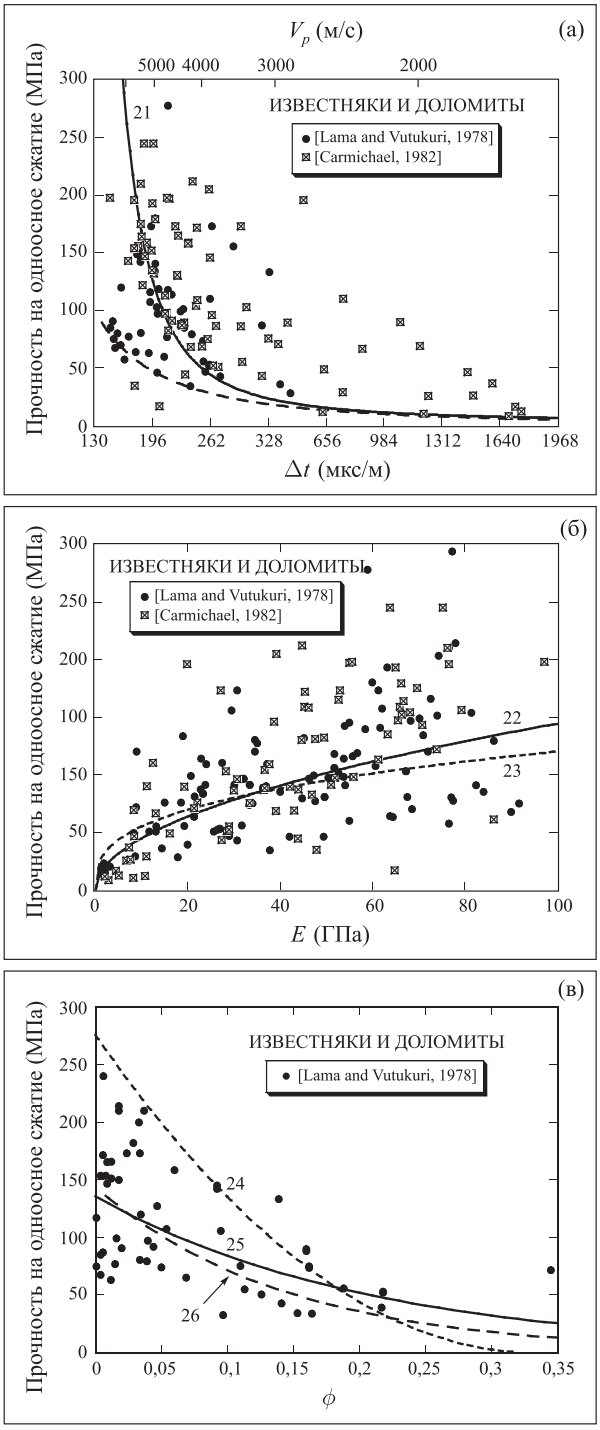


Рис. 4.16. Сравнение эмпирических зависимостей (таблица 4.3) прочности карбонатных пород от различных параметров: (а) от скорости продольных волн, (б) от модуля Юнга и (в) от пористости [Chang, Zoback, 2006]

Таблица 4.2. Эмпирические зависимости между прочностью на одноосное сжатие и другими физическими свойствами глин [Chang, Zoback, 2006]

№ уравнения	Прочность на одноосное сжатие, МПа	Регион	Комментарии	Источник информации
11	$0{,}77(92{,}9/\Delta t)^{2{,}93}$	Северное море	В основном высокопористые третичные глины	[Horsrud, 2001]
12	$0{,}43(92{,}9/\Delta t)^{3{,}2}$	Мексиканский залив	Плиоценовые и моложе	Не опубликовано
13	$1{,}35(92{,}9/\Delta t)^{2{,}6}$	По всему миру	—	Не опубликовано
14	$0{,}5(92{,}9/\Delta t)^{3}$	Мексиканский залив	—	Не опубликовано
15	$10(92{,}9/\Delta t - 1)$	Северное море	В основном высокопористые третичные глины	[Lal, 1999]
16	$0{,}0528E^{0{,}712}$	—	Прочные и уплотненные глины	Не опубликовано
17	$1{,}001\phi^{-1{,}143}$	—	Низкопористые ($\phi < 0{,}1$) высокопрочные глины	[Lashkaripour and Dusseault, 1993]
18	$2{,}922\phi^{-0{,}96}$	Северное море	В основном высокопористые третичные глины	[Horsrud, 2001]
19	$0{,}286\phi^{-1{,}762}$	—	Высокопористые ($\phi > 0{,}27$) глины	Не опубликовано

Единицы измерения: Δt (мкс/м), E (МПа), ϕ (доля).

скоростью акустических волн и высокой жесткостью, а значения прочности здесь могут отличаться в 4 раза. Это же справедливо для высокопористых и низкоскоростных пород, где также наблюдаются очень большой диапазон значений прочности. Все это подчеркивает важность калибровки прочностных зависимостей в любом практическом случае.

Известно несколько попыток нахождения взаимосвязи между углом внутреннего трения, Ф, и геофизическими измерениями. Немногочисленность таких исследований отчасти объясняется тем, что однородные рыхлые породы имеют относительно большой угол Ф (рис. 4.4) и сложную зависимость величины Ф от микромеханических особенностей пород, таких как жесткость, которая больше зависит от цементации и пористости. Несмотря на это, некоторые экспериментальные исследования показывают, что глины с высоким модулем Юнга наиболее вероятно обладают большим углом Ф [Lama, Vutukuri, 1978]. Две зависимости величины Ф от свойств пород для глин и глинистых осадочных пород приведены

Таблица 4.3. Эмпирические зависимости между прочностью на одноосное сжатие и другими физическими свойствами известняков и доломитов [Chang, Zoback, 2006] (коррекция автора)

№ уравнения	Прочность на одноосное сжатие, МПа	Регион	Комментарии	Источник информации
20	$(25203/\Delta t)^{1,82}/145$	—	—	[Militzer, 1973]
21	$10^{(2,44+358,07/\Delta t)}/145$	—	—	[Golubev and Rabinovich, 1976]
22	$0{,}4067E^{0,51}$	—	Известняки с $10 <$ UCS < 300 МПа	Не опубликовано
23	$2{,}4E^{0,34}$	—	Доломиты с $60 <$ UCS < 100 МПа	Не опубликовано
24	$C(1-D\phi)^2$	Коробчеевское месторождение (Россия)	C — прочность при нулевой пористости ($250 < C < 300$ МПа). Интервал D от 2 до 5, в зависимости от формы пор	[Rzhevsky and Novick, 1971]
25	$143{,}8\exp(-6{,}95\phi)$	Средний Восток	Низко- и среднепористые $(0{,}05 < \phi < 0{,}2)$ с высокой прочностью (от 30 до 150 МПа)	Не опубликовано
26	$135{,}9\exp(-4{,}8\phi)$	—	Низко- и среднепористые $(0 < \phi < 0{,}2)$ с высокой прочностью (от 10 до 300 МПа)	Не опубликовано

Единицы измерения: Δt (мкс/м), E (МПа), ϕ (доля).

в таблице 4.4. Достаточно просто показать, что параметр Ф в анализе стабильности скважин значительно менее важен, чем оценка прочности пород на одноосное сжатие.

Пример (рис. 4.17 и 4.18) показывает, как определить прочность породы, используя три зависимости из таблицы 4.2 для глинистой части разреза скважины в Мексиканском заливе. Мы рассматриваем интервал разреза на глубинах от 2 438 до 3 048 м, где доступны данные по скорости продольных волн, гамма-каротажу и плотности.

Коэффициент внутреннего трения был определен на основе зависимости от гамма-активности, по уравнению (28) в таблице 4.4. Хотя этот интервал по-

Таблица 4.4. Эмпирическая взаимосвязь между углом внутреннего трения (Ф) и другими каротажными измерениями [Chang, Zoback, 2006]

№ уравнения	Ф, градусы	Комментарии	Источник информации
27	$\sin^{-1}((V_p - 1000)/(V_p + 1000))$	Применимо к глинам	[Lal, 1999]
28	$70 - 0{,}417GR$	Применимо к глинистым осадочным породам с гамма-активностью 60–120 единиц API	Не опубликовано

Единицы измерения: V_p (м/с).

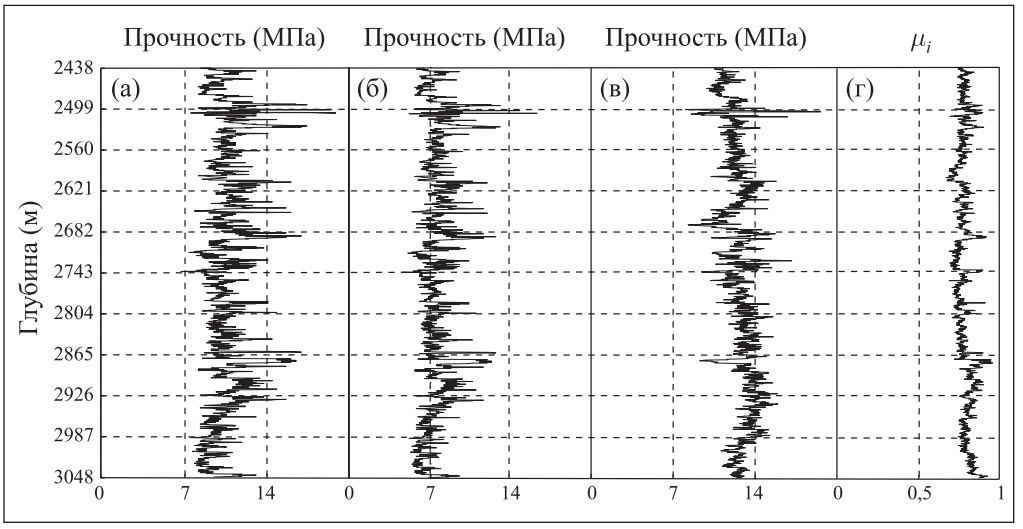


Рис. 4.17. Пример применения уравнений (11) (а), (12) (б) и (19) (в) таблицы 4.2 для прогноза прочности пород в глинах скважины Мексиканского залива. (г) Коэффициент внутреннего трения по уравнению (28) таблицы 4.4 [Chang, Zoback, 2006]

чти полностью представлен глинами, величина μ_i, полученная по уравнению (28), имеет диапазон значений между 0,7 и 0,84. На основе данных по скорости была определена величина прочности на одноосное сжатие, по уравнениям (11) и (12) (таблица 4.2, рис. 4.17, а, б). Общая форма двух кривых прочности приблизительно одинакова (так как обе получены по данным V_p), осредненная по вертикали прочность, полученная по уравнению (11), составляет $10{,}2 \pm 1{,}6$ МПа (рис. 4.18, а), тогда как величина прочности по уравнению (12) составляет $7{,}3 \pm 1{,}3$ МПа (рис. 4.18, б). Пористость мы получили по кривой плотности, принимая плотность матрицы 2,65 г/см^3 и плотность флюида 1,1 г/см^3. Прочность на одноосное сжатие, полученная по пористости (уравнение (18)), показана на рис. 4.17, в и имеет среднее значение $13{,}0 \pm 1{,}3$ МПа (рис. 4.18, в). В данном примере заслуживает внимания расхождение почти в два раза между

значениями средней прочности. Уравнение (12) было получено для Мексиканского залива, и поэтому оно представляется более достоверным: оно было получено по данному специфичному региону.

Уплотнение со сдвигом

Другой формой нарушения пород при сжатии, представляющей интерес для исследования пористых пород, является так называемое уплотнение со сдвигом. Уплотнение со сдвигом обусловлено необратимыми деформациями (пластичностью). Наблюдаемое снижение пористости происходит в результате деформации порового пространства при увеличении прилагаемого давления и/или напряжения сдвига выше предельной величины. Для представления такого вязкого поведения пород используются *шатровые* поверхности (или модели с результирующими поверхностями постоянной пористости). Эти шатровые поверхности представляют собой геометрическое место точек, которые достигают одинаковой объемной пластичной деформации, и их положение (и точная форма) зависят от свойств рассматриваемых пород.

Теоретическое описание данного явления известно как *шатровая* модель, которая полезна при проведении многих лабораторных экспериментов [Desai, Siriwardane, 1984]. В этом случае огибающая разрушения определяется относительно простыми лабораторными данными и обычно представляется в виде поверхности p-q, где p — среднее эффективное напряжение, а q — дифференциальное напряжение. Математически три главных напряжения и поверхность p-q связаны следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} p &= \frac{1}{3}J_1 = \frac{1}{3}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3), \\ p &= \frac{1}{3}(S_1 + S_2 + S_3) - P_p, \end{aligned} \tag{4.35}$$

$$\begin{aligned} q &= \sqrt{3J_{2D}}, \\ q^2 &= \frac{1}{2}\left[(S_1 - S_2)^2 + (S_2 - S_3)^2 + (S_1 - S_3)^2\right], \end{aligned} \tag{4.36}$$

где J_1 и J_{2D} — первый и второй инварианты девиатора тензора напряжений соответственно. Уравнение, дающее геометрическое место точек и показанное на рис. 4.19 для шатровой модели, имеет вид [Desai, Siriwardane, 1984]

$$M^2p^2 - M^2p_0p + q^2 = 0, \tag{4.37}$$

где M известна как линия критического состояния и может быть выражена уравнением $M = q/p$.

Шатровая модель в пространстве p-q представлена на рис. 4.19 [Chan, Zoback, 2002]. Форма критической поверхности, описанная уравнением (4.37)

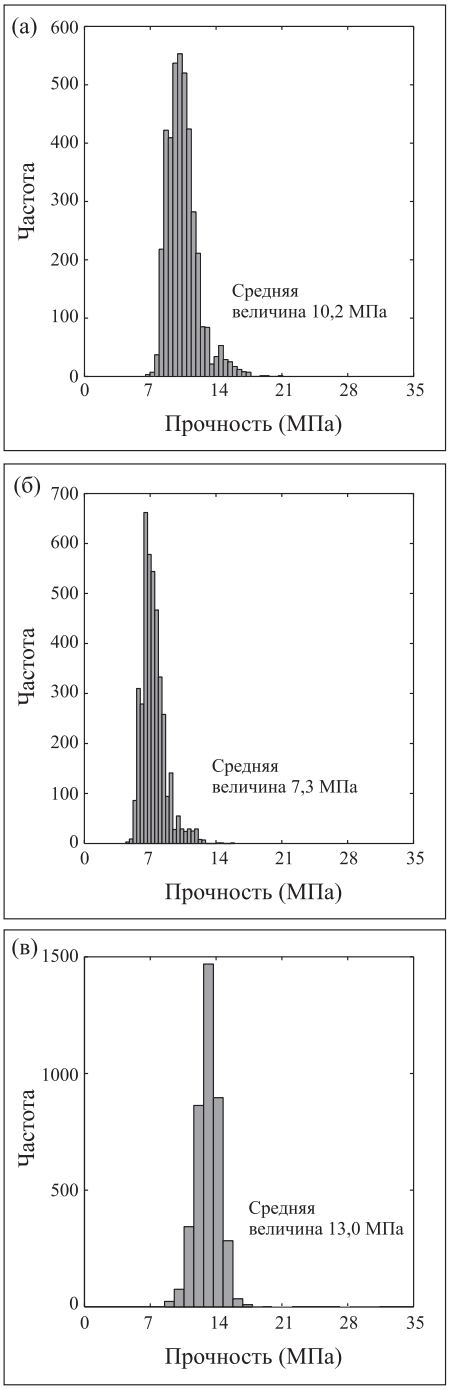


Рис. 4.18. Гистограммы прочности глин, полученные по данным геофизических исследований (см. рис. 4.17): (а), (б) и (в), соответственно, по уравнениям (11), (12) и (18) таблицы 4.2. Отмечаются значительные вариации средних значений прочности, в зависимости от выбора эмпирического уравнения [Chang, Zoback, 2006]

в шатровой модели, является эллиптической. Если напряженное состояние породы находятся внутри зоны, ограниченной огибающей разрушения в пространстве p-q, то формации, вероятно, не будут подвергаться пластичным деформациям. Пересечение геометрического места точек отклика и оси p определяется как p_0 (известное также как давление консолидации), и каждая шатровая поверхность имеет свое собственное уникальное значение p_0, которое определяет прочностное поведение образца породы. Величина p_0 может быть легко определена по серии гидростатических исследований на сжатие, в ходе которых пористость измеряется как функция от прилагаемых давлений. Легко понять, почему шатровые поверхности должны иметь эллиптический вид: так как сдвиговое напряжение способствует процессу уплотнения и снижения пористости, среднее прилагаемое давление, которого достигает определенная шатровая поверхность, будет уменьшаться при увеличении сдвигового напряжения.

На рис. 4.19 показаны три различных пути нагружения. Способ 1 соответствует гидростатической нагрузке до 26 МПа ($q = 0$); способ 2 — трехосному исследованию на сжатие ($q/p = 1/3$) после начальной гидростатической нагрузки в 18 МПа; способ 3 — трехосному тесту с растяжением ($q/p = 2/3$) после начальной гидростатической нагрузки в 14 МПа.

В непрочных формациях, таких как слабоконсолидированный песчаник, пористый мел или диатомит, при нагрузках, достигающих шатровых значений, уплотнение и переориентация зерен (и в итоге разрушение зерен и изменение пористости) будут доминировать в деформационной модели. Если путь нагружения достигнет линии разрушения при сдвиге M, то произойдет сдвиг по существующим трещинам.

Пример деформации по шатровой модели приведен на рис. 4.20 для лабораторных исследований различных песчаников [Schutjens, Hanssen 2001]. Шатровые контурные линии демонстрируют необратимое снижение пористости при напряжениях сдвига, меньших, чем требуется для разрушения сдвига [Desai, Siriwardane, 1984; Wood, 1990]. Отмечается, что даже при отсутствии напряжения сдвига (т. е. при движении по оси абсцисс) пористость будет необратимо потеряна при увеличении среднего напряжения: от начальной пористости, более 35 %, до более низкой пористости, около 21 %, при $p \sim 360$ МПа. При увеличении q контур шатровых кривых смещается в сторону оси ординат, так как прилагаемое давление, требуемое для такого снижения пористости, уменьшается на небольшую величину. В непрочных формациях, таких как мел, может отмечаться разрушение зерен при значительно меньших давлениях, чем для песчаников [Teufel, Rhett, 1991].

В связи с тем, что уплотнение залежей, связанное с истощением, является наиболее важным на многих месторождениях, неупругое уплотнение будет детально рассмотрено в главе 12. В дополнение к снижению пористости, уплотнение может быть основной причиной потери проницаемости в залежах, также как просадки поверхности и индуцированное разработкой образование разломов

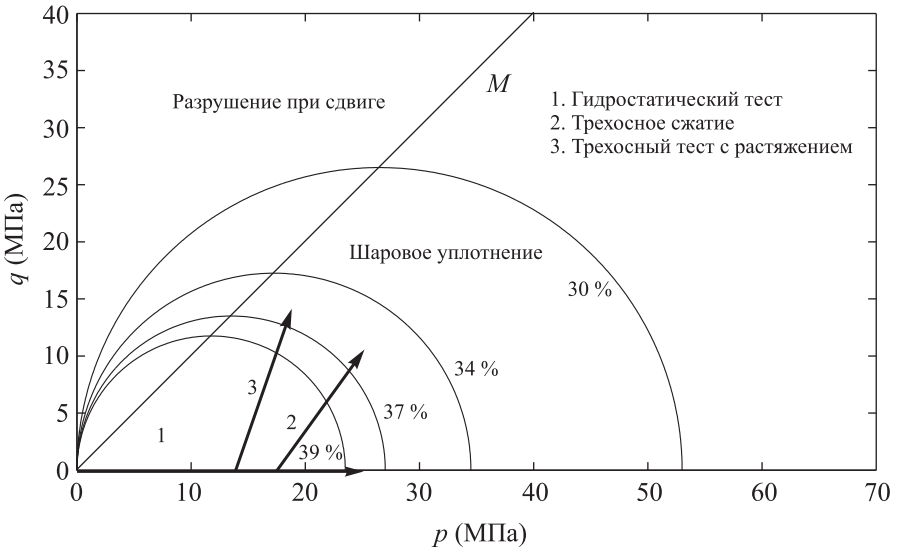


Рис. 4.19. Шатровая модель деформации пород в пространстве *p*-*q* после модификации [Chan, Zoback, 2002] модели, которая позволяет определить характер неупругой потери пористости, сопровождающей деформации [Desai, Siriwardane, 1984]. Изолинии определяют различные значения пористости и иногда называются шатрами. Показаны траектории нагрузки при гидростатическом сжатии, трехосном сжатии и трехосном сжатии с растяжением

при сбросовом режиме. Степень проявления процессов зависит от свойств залежи (уплотнение будет важным фактором в непрочных формациях, таких как мел и нецементированные пески), глубины и мощности залежи, начального состояния напряжений, порового давления и траектории изменения напряжений залежи или изменений горизонтальных напряжений при истощении (как описано в главе 3). В работе [Wong, David, 1997] показано, что разрушение зерен и коллапс пористости в песках залежи зависит, грубо, от произведения пористости на радиус зерен. Однако в нецементированных или слабосцементированных песчаниках встречается неупругое уплотнение, которое происходит из-за переориентации зерен и может быть значимым (глава 12).

Разрушение пород при растяжении

В сравнении с прочностью пород на сжатие (рассмотренной выше) и прочностью, обусловленной силами трения в трещинах и разломах земной коры (рассматриваемых далее), прочность пород на растяжение не так важна. Для этого имеется ряд причин. Во-первых, прочность на растяжение почти для всех пород достаточно низка, порядка нескольких МПа [Lockner, 1995], и из-за существующих в породе дефектов (при рассмотрении значительного объема пород) прочность на растяжение ожидается около нуля. Во-вторых, как обсуждалось

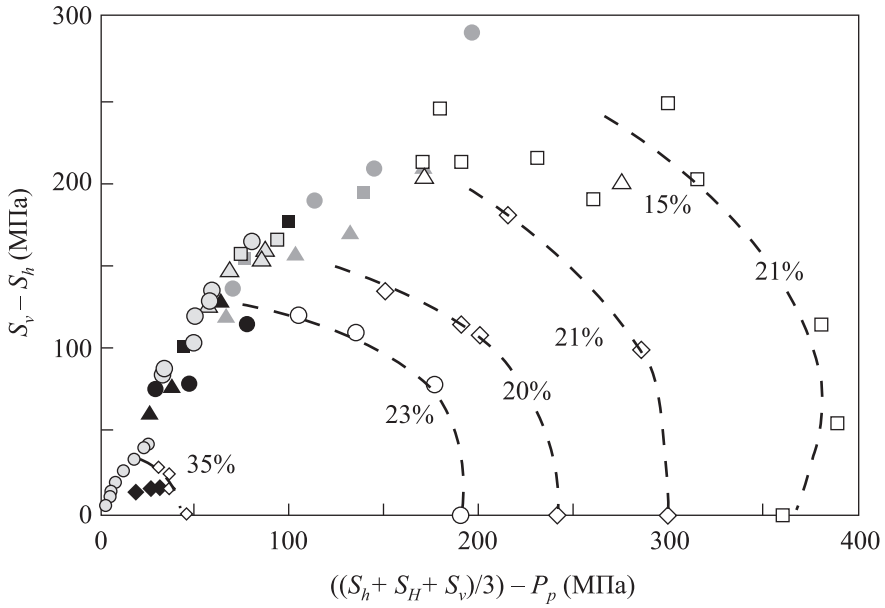


Рис. 4.20. Сводка данных по прочности для различных песчаников (различные символы), определяющая общий тренд необратимой потери пористости и подтверждающая общую кривизну шатровых линий, аналогично предсказанной шатровой моделью [Schutjens, Hanssen, 2001]

в главе 1, напряжение в пластовых условиях на глубине никогда не бывает растягивающим. Как мы покажем в главе 6, трещины растяжения могут появиться вокруг ствола скважины при некотором состоянии напряжений (по причине концентрации напряжений на стволе скважины). Гидроразрыв является формой разрушения при растяжении, встречающейся, когда давление флюида превышает локальное минимальное главное напряжение. Это может быть природный процесс, управляющий формациями на контакте пород (разрушение раскрытием, трещины по напластованию), как иллюстрируется на рис. 4.21. Контакты пород повсеместны в природе, они редко оказывают значительное влияние на свойства залежей (такие, как объемная проницаемость) на глубине в связи с тем, что трещины по существу закрыты при любом конечном эффективном напряжении. В связи с очевидной зависимостью проницаемости от ширины любой открытой трещины на глубине, микротрещины растяжения имеют незначительный эффект на течение флюидов. Расширение трещин растяжения также встречается при операциях гидроразрыва, когда давление флюида умышленно увеличивается выше значения минимального главного напряжения для распространения трещин, которые затем заполняются песком или другим материалом в качестве проппанта, с целью повышения проницаемости формаций (глава 6).

Для случая распространения трещин гидоразрыва достаточно просто показать, что прочность пород на растяжение существенно не важна в процессе

расширения трещин. На основе механики трещин интенсивность напряжений на концах открытой плоской трещины (называемой трещиной типа I) определяется выражением

$$K_i = (P_f - S_3)\pi L^{1/2}, \tag{4.38}$$

где K_i — коэффициент интенсивности напряжений, P_f — давление в трещине (принято однородным для упрощения), L — длина трещины, S_3 — минимальное главное напряжение. Распространение трещин происходит, когда коэффициент интенсивности напряжений K_i превышает величину K_{ic}, коэффициент критической интенсивности напряжений, или трещиностойкость. На рис. 4.21 показана величина $(P_f - S_3)$, требуемая для образования трещин, как функция длины трещины L, для пород с высокой трещиностойкостью, таких как очень прочные песчаники с низкой пористостью или прочные доломиты, и для пород с очень низкой трещиностойкостью, таких как слабосцементированные песчаники [Rummel, Winter, 1983]. Ясно, что трещиностойкость имеет важное значение для инициирования и начального распространения трещин; при достижении трещиной длины в несколько десятков сантиметров, для роста трещины требуется малое приращение давления над минимальным главным напряжением, несмотря на трещиностойкость пород. Это означает, что основной контроль за распространением трещин заключается в контроле за превышением P_f над S_3. Если трещина типа I начала расти, прочность пород на растяжение становится несущественной.

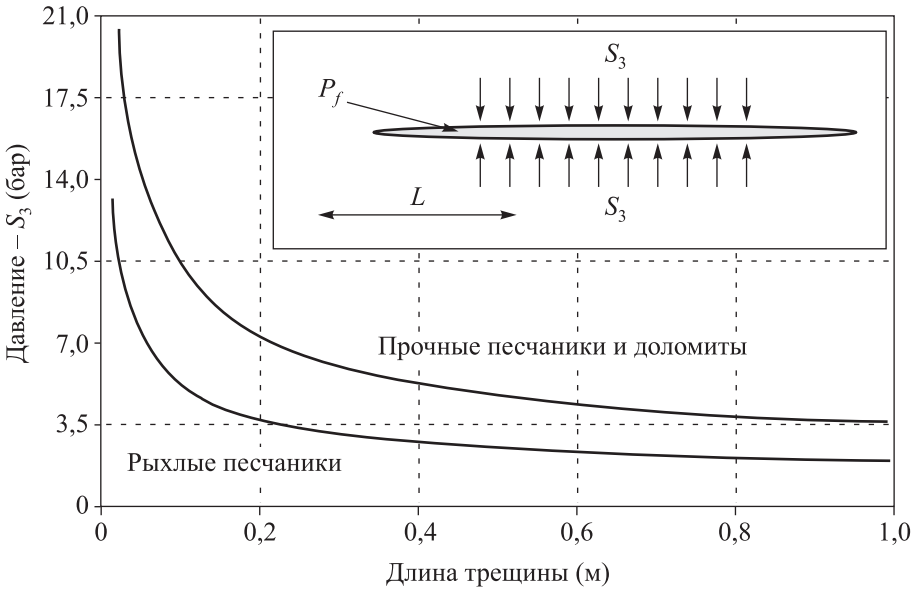


Рис. 4.21. Зависимость разности между внутренним давлением трещины и минимальным главным напряжением от длины трещины типа I (см. вставку) для пород с экстремально высокой трещиностойкостью (таких, как прочные песчаники и доломиты) и очень низкой трещиностойкостью (слабосцементированные и рыхлые песчаники)

В отличие от прочности на сжатие, прочность на растяжение не имеет зависимости от простых эффективных напряжений, особенно для низкопористых/низкопроницаемых пород. Авторы работы [Schmitt, Zoback, 1992] показали в лаборатории на гранитных породах, что поровое давление, действующее в породе, имеет лишь незначительное влияние на уменьшение напряжения растяжения, при котором ожидается разрушение породы. Они определили этот эффект как *дилатансионное упрочнение*: как только процесс разрушения достигает начальной стадии раскрытия микротрещин, поровое давление локально уменьшается, таким образом уменьшается его влияние на прочность. В настоящее время неизвестна значимость этого эффекта для высокопористых пород.

Разрушение пород при сдвиге и сила трения

В ряде геомеханических задач обязательно следует учитывать смещение по разломам. Смещение по разломам может деформировать обсадку скважин, и хорошо известно, что закачка флюидов, связанная с операциями заводнения пластов, может оказаться причиной землетрясения (см. пояснения ниже). Как будет рассмотрено в главе 12, некоторые траектории изменения напряжений, связанные с истощением залежей, могут индуцировать разломы типа сброс. Глава 11 рассматривает в различных масштабах потоки флюидов вдоль активных сдвиговых разломов. В данной главе мы рассмотрим силы трения разломов в аспекте их влияния на ограничения величин главных напряжений на глубине.

Эксперименты с трением впервые были проведены Леонардо да Винчи. Работа да Винчи была позже переведена и расширена Амонтоном. Да Винчи нашел, что проскальзывание на плоскости происходит, когда отношение напряжения сдвига к нормальному достигает величины μ — коэффициента трения, определяемого свойствами материала. Это явление известно как закон Амонтона:

$$\frac{\tau}{\sigma_n} = \mu, \tag{4.39}$$

где τ — напряжение сдвига, определенное относительно плоскости скольжения. Роль порового давления при проскальзывании представлена через величину σ_n, эффективное нормальное напряжение, определяемое как $(S_n - P_p)$, где S_n является нормальным напряжением, определенным относительно плоскости скольжения. Повышение порового давления в разломе (посредством закачки флюидов, например) может явиться причиной смещения по разлому, которое произойдет в результате уменьшения эффективного нормального напряжения [Hubbert, Rubey, 1959]. Коэффициент трения μ не следует путать с коэффициентом внутреннего трения μ_i, определенным выше в контексте линеаризованного критерия Мора – Кулона. Фактически уравнение (4.39) выглядит аналогично уравнению (4.3), в котором сцепление будет равно нулю. Важно помнить, что величина μ

в уравнении (4.39) описывает смещение по уже существующему разлому, тогда как μ_i определено для описания увеличения прочности ненарушенных пород при увеличении давления (т. е. наклона линии разрушения диаграммы Мора) в контексте разрушения изначально ненарушенных пород, для чего используется линеаризованный критерий разрушения Мора – Кулона.

Уравнение (4.39) иногда называют критерием Кулона, в знак признания его обширного вклада в изучение трения [Coulomb, 1773]. Функция разрушения Кулона (Coulomb Failure Function, CFF) определяется уравнением

$$\text{CFF} = \tau - \mu\sigma_n. \tag{4.40}$$

Когда значение функции разрушения Кулона меньше нуля, разлом стабилен, так как напряжение сдвига недостаточно для преодоления сопротивления сдвигу $\mu\sigma_n$. Однако если величина CFF достигает нуля, происходит проскальзывание по существующим плоскостям разломов, так как в данном случае напряжение сдвига достаточно для преодоления эффективного нормального напряжения на плоскости разлома. Величина CFF в этом случае предполагает, что сила сцепления разлома очень мала по сравнению с действующими нормальным и сдвиговым напряжением. Как будет показано далее, это предположение имеет очень важное значение.

Как отмечалось выше, уравнение (4.39) прогнозирует, что повышение порового давления будет иметь тенденцию дестабилизации разломов и содействовать смещению по разлому в результате повышения отношения напряжения сдвига к нормальному, на существующем до этого разломе. Известны многочисленные примеры сейсмичности, вероятно индуцированной закачкой флюидов на нефтяных месторождениях (обзор [Grasso, 1992]), однако два эксперимента, проведенные в 1960-х и 1970-х годах в Колорадо, заставили обратить внимание на этот феномен (рис. 4.22) и обеспечили неявную поддержку применимости закона разрушения Амонтона – Кулона для активации разломов в земной коре. Дэвид Эванс, консультирующий геолог в Денвере, указал на видимую корреляцию между числом землетрясений, отмеченных в Роки-Маунтин-Арсенал, и объемом жидких отходов, закачиваемых в трещиноватые породы фундамента на глубине 3,7 км. Позже в работе [Healy, Rubey, 1968] было показано наличие корреляции между забойным давлением при закачке и числом землетрясений (рис. 4.22, а). Фокальный механизм землетрясений предполагает активацию разломов типа сброс. В работе [Zoback, Healy, 1984] показано, что величины вертикального напряжения, минимального главного напряжения и поровое давление во время закачки соответствовали уравнению (4.39), и индуцированная сейсмичность ожидалась для коэффициента трения около 0,6 (см. ниже). Аналогичные исследования были проведены несколькими годами позже в Колорадо на месторождении Рейнджели (рис. 4.22, б), где вода закачивалась под высоким давлением, при попытке повышения продуктивности из песчаников Уэбер с экстремально низкой проницаемостью [Raleigh, Healy, 1976]. В этом случае видно, что забойное давление 255 бар

было достаточным для стимулирования смещения по существующим разломам на данной территории, что соответствует расчетам, выполненным с использованием уравнения (4.39) [Zoback, Healy, 1984].

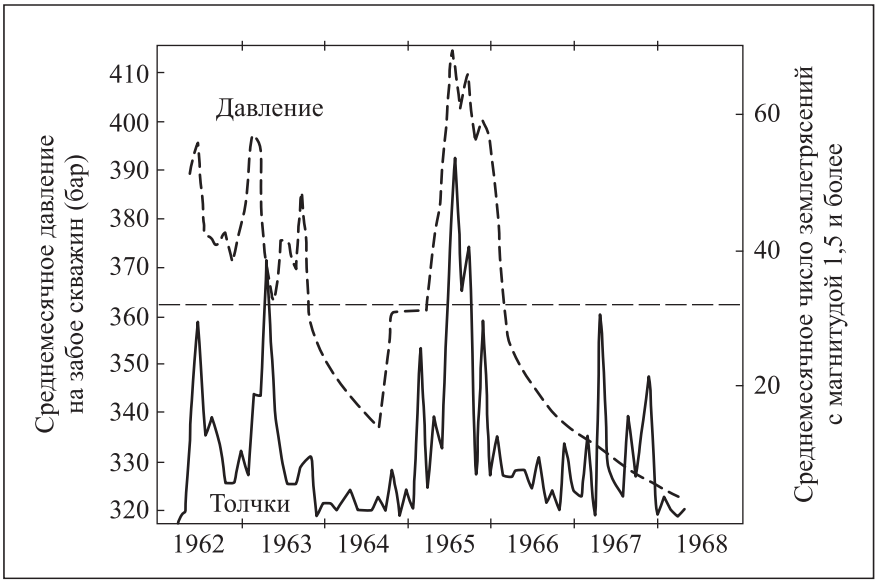
Как отмечалось выше, коэффициент трения является характеристикой материала разломов и Байерли [Byerlee, 1978] собрал сводку лабораторных экспериментов для разнообразных трещин в различных типах пород. Он рассмотрел естественные трещины в породах, трещины, образующиеся при исследованиях на трехосное сжатие, и искусственные трещины (распиленные породы) с различной шероховатостью. Его работа (и результаты многих других исследований) схематически представлена на рис. 4.23 (по [Byerlee, 1978], с изменениями). Отмечается, что для многих типов пород при повышенных эффективных нормальных напряжениях ($\gtrsim 10$ МПа) трение по разломам не зависит от шероховатости поверхности, нормального напряжения, скорости смещения и т. д., так как найденный коэффициент трения находится в относительно небольшом интервале:

$$0{,}6 \leqslant \mu \leqslant 1{,}0. \tag{4.41}$$

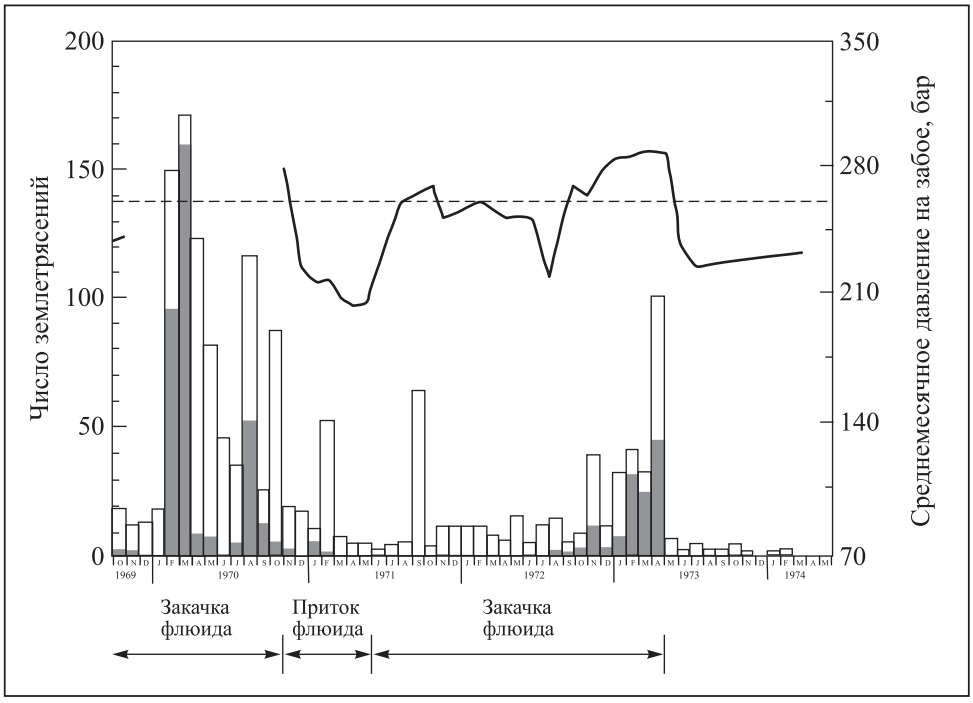
Это соотношение иногда называют законом Байерли. Джон Джагер (возможно, самая выдающаяся фигура в механике пород двадцатого века), однажды сказал: «Существуют только две вещи, которые необходимо знать о трении: оно всегда равно $0{,}6$ и оно всегда будет выставлять Вас на посмешище».

Критически напряженное состояние земной коры

Три очевидных независимых фактора указывают на то, что внутриконтинентальная кора находится в состоянии зарождающихся, хотя и медленных фрикционных нарушений: (i) во всем мире встречается сейсмичность, индуцированная наполнением водохранилищ (или закачкой флюидов) [Healy, Rubey, 1968; Raleigh, Healy, 1972; Pine, Jupe, 1990; Zoback, Harjes, 1997], (ii) землетрясения могут быть вызваны небольшими изменениями напряжений, связанными с другими землетрясениями [Stein, King, 1992], и (iii) такое состояние коры подтверждено результатами измерения напряжений в пластовых условиях и вблизи скважин [Townend, Zoback, 2000]. Далее, измерения напряжений в пластовых условиях демонстрируют, что величины напряжений, вычисленные по теории Кулона (на основе полученных в лаборатории коэффициентов трения $0{,}6$–$1{,}0$), согласуются с измеренными значениями напряжений. Это хорошо видно на рис. 4.24 для данных по значениям напряжений, собранных в скважине, пробуренной по программе континентального глубокого бурения (Тюрингия) на глубинах до ~ 8 км. Измеренные напряжения достаточно высоки и соответствуют теории фрикционных нарушений с коэффициентом трения $\sim 0{,}7$ [Zoback, Apel, 1993; Brudy, Zoback, 1997]. Следующим доказательством такого состояния напряжений для фрикционных нарушений является факт, что серия землетрясений была отмечена на



(а)



(б)

Рис. 4.22. (а) Корреляция между забойным давлением и землетрясениями в процессе закачки флюидов в Роки-Маунтин-Арсенал (по [Healy, Rubey, 1968], с изменениями). (б) Корреляция между забойным давлением и проявлениями землетрясений при закачке флюидов на месторождении Рейнджели в Колорадо [Raleigh, Healy, 1976]

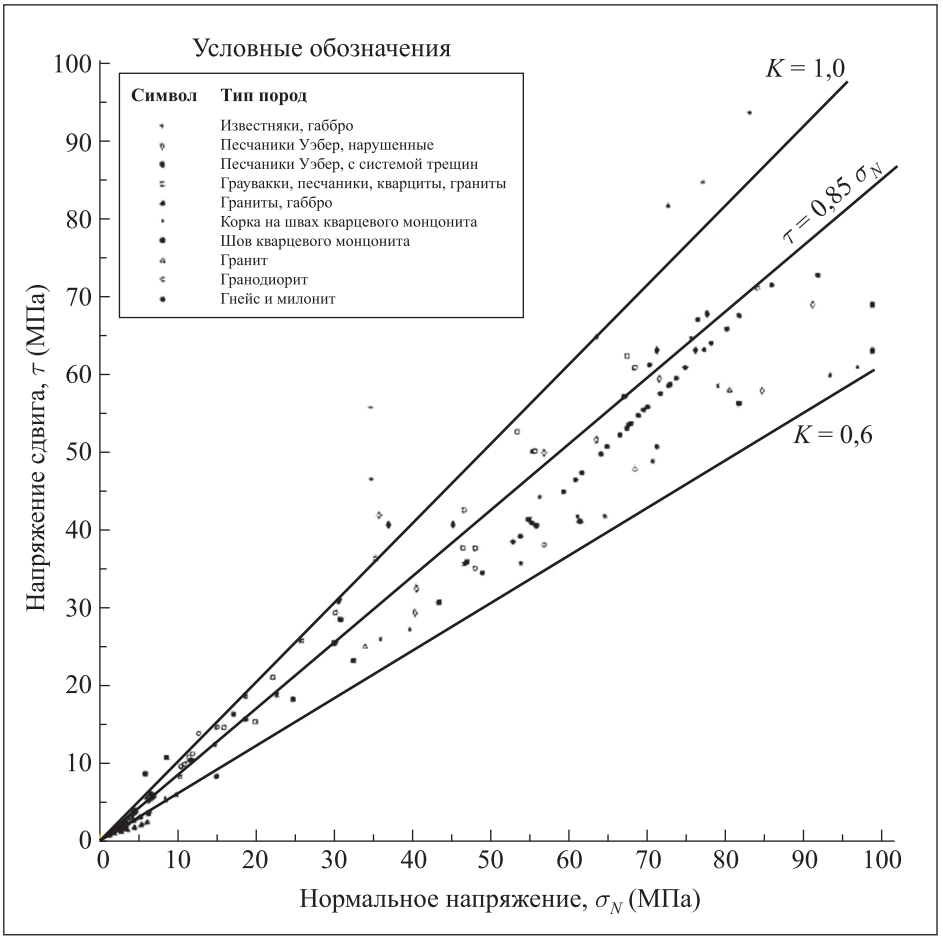


Рис. 4.23. Механические исследования различных пород (и корок на швах пород), демонстрирующие, что коэффициент трения (отношение напряжения сдвига к эффективному нормальному напряжению) находится в интервале между 0,6 и 1,0 при заданных прилагаемых эффективных давлениях (по [Byerlee, 1978], с изменениями)

глубинах ~ 9 км в породах, окружающих эту скважину при экстремально низких изменениях природного (приблизительно гидростатического) порового давления [Zoback, Harjes, 1997]. В главе 9 мы оценим данные по величине напряжения для различных осадочных бассейнов мира: эти данные свидетельствуют о том, что величина напряжений находится в равновесии с силами трения при режиме напряжений типа сброс, сдвиг и надвиг.

Факт, что напряжения в земной коре является причиной зарождающихся фрикционных нарушений, может казаться удивительным, особенно для относительно стабильных внутриконтинентальных площадей. Однако этот факт легко объясним, что и представлено графически на рис. 4.25 [Zoback, Townend, 2001]. Литосфера в целом (показанная здесь для упрощения как три отдельных слоя —

хрупкая верхняя кора, пластичная нижняя кора и пла-стичная верхняя мантия) должна поддерживать силы, управляющие плитами. Рисунок указывает на ползучесть по степенному закону [Brace, Kohlstedt, 1980] обычно используемому для характеристики пластичных деформаций в нижней коре и верхней мантии. В связи с тем, что прилагаемые силы в литосфере будут результатом установившегося состояния ползучести в нижней коре и верхней мантии, до тех пор, пока «трехслойная» литосфера связана, напряжения будут накапливаться в верхнем хрупком слое, благодаря деформации ползучести в нижних слоях. Напряжения в верхней коре накапливаются со временем (в конечном счете, до точки разрушения). Тот факт, что землетрясения внутри плит относительно редки, просто означает, что скорость пластических деформаций достаточно низка в нижней коре и верхней мантии [Zoback, Townend, 2002]. Авторы работы [Zoback, Townend, 2001] рассмотрели случай, когда относительно низкая скорость деформаций, характеризующая регионы внутри плит, адекватная силам движения плит, является достаточной для поддержания «крепкой» хрупкой коры в состоянии фрикционного равновесия нарушений.

Измерения напряжений во многих частях мира указывают на то, что земная кора находится в состоянии фрикционного равновесия нарушений, как описано уравнением (4.39), и коэффициенты трения соответствуют уравнению (4.41). На рис. 4.26 представлена подборка измерений напряжений в относительно глубоких скважинах в различных частях мира [Zoback, Townend, 2001]. Как показано, отношение максимального и минимального эффективных напряжений соответствует состоянию фрикционного равновесия нарушений в коре с коэффициентом трения между 0,6 и 1,0. Аналогичное заключение было получено на основе измерений на небольших глубинах [Zoback, Healy, 1984]. Отметим, что оценки неопределенности на рис. 4.26, вероятно, значительно меньше, чем показано [Townend, 2003].

Сделаем еще пару замечаний по поводу данных, приведенных на рис. 4.26. Во-первых, закон Байерли (уравнение (4.41)), определенный на основе сотен лабораторных экспериментов, применим к разломам в пластовых условиях. Это в поределенном смысле удивительно, учитывая огромную разницу между размерами образцов, используемых в лабораторных экспериментах на трение, и размерами реальных разломов в природе, различиями в шероховатости смещаемых поверхностей, условиями проведения лабораторных экспериментов и т. д. Во-вторых, везде, где измерения величин напряжений были выполнены на доступных глубинах, полученные результаты указывают на то, что напряжения зависят от сил трения существующих разломов в земной коре. Другими словами, земная кора находится в состоянии разрывного равновесия, и законы, которые описывают это состояние, являются простой функцией Кулона или законом Амонтона, определенным уравнением (4.39). Действительно, мы найдем подтверждение этому во многих осадочных бассейнах мира (главы 9–12).

Полагают, что в глинах коэффициент трения может быть значительно ниже

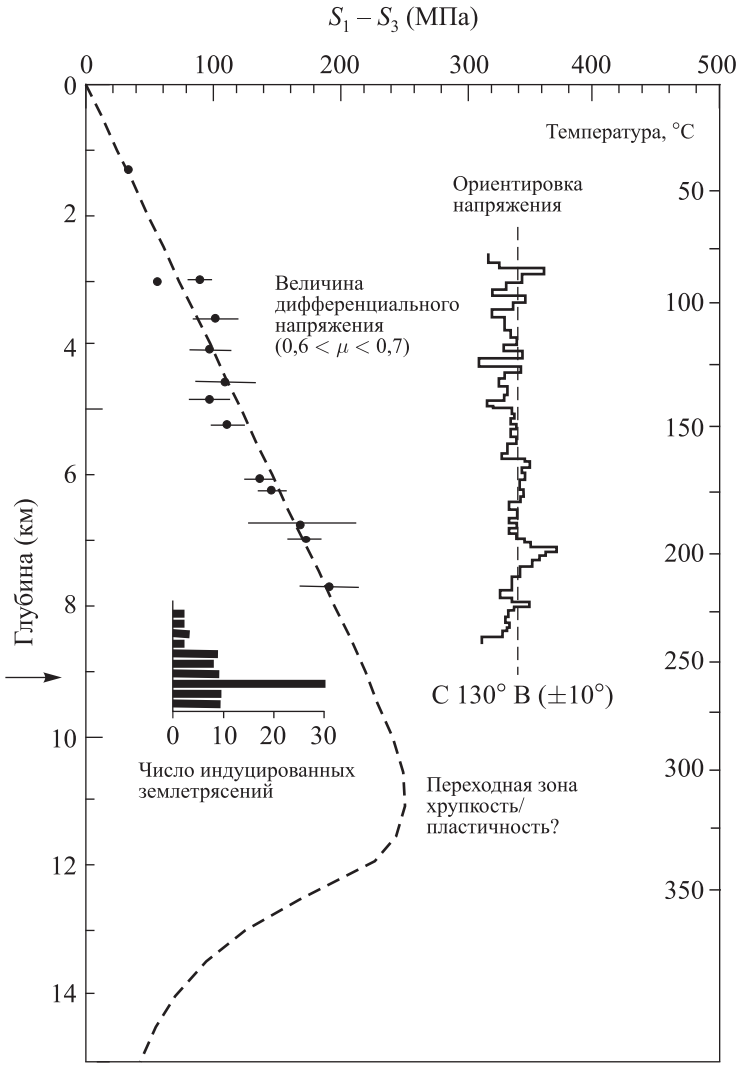


Рис. 4.24. Измерения напряжений в научно-исследовательской скважине (Тюрингия) ясно указывают, что *внутриконтинентальная* кора находится в состоянии разрывного равновесия, как прогнозируется теорией Кулона и полученными в лаборатории коэффициентами трения 0,6–0,7 [Zoback, Harjes, 1997]. Стрелка на глубине 9,2 км указывает на интервал, где проводились эксперименты с закачкой флюидов

0,6, особенно при низких эффективных давлениях. Байерли указал, что благодаря слоям воды в кристаллической решетке монтмориллонит имеет необычно низкие силы трения из-за повышенного внутрикристаллического порового давления при начале деформаций. В целом это представляется как низкое трение. В современных лабораторных исследованиях трех дренируемых образцов глубоко залегающих глин был определен коэффициент трения в интервале между

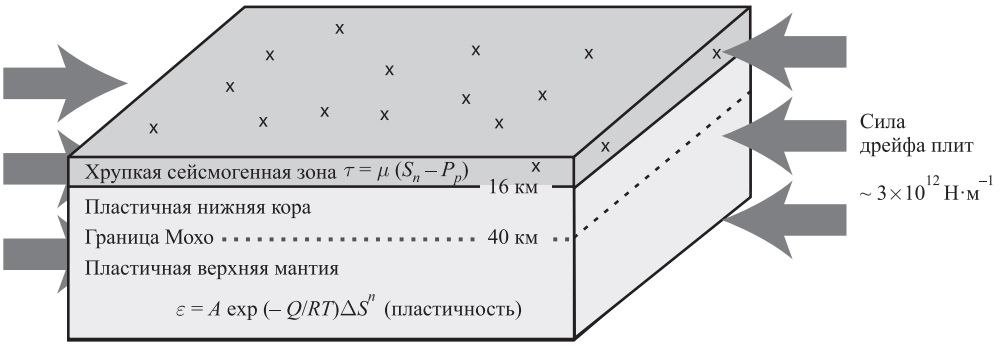


Рис. 4.25. Схема действия в литосфере сил, поддерживающих хрупкую кору в состоянии разрывного равновесия над пластичной нижней корой и верхней мантией [Zoback, Townend, 2001]

0,2 и 0,3 [Ewy, Stankowich, 2003]. Природа сил трения в глинистых породах так сложна не только из-за вклада порового давления, но еще и из-за факта, что многие исследования глин показывают низкие силы трения при низких эффективных давлениях и высокие силы трения при высоких эффективных давлениях [Morrow, Radney, 1992; Moore, Lockner, 2006].

Ограничения на величину напряжений в пластовых условиях, учитывающие силу трения по разломам

В связи с широким распространением в земной коре разломов, трещин и плоскостей несогласий в различных масштабах и ориентации, становится очевидным, что величины напряжений на глубине (особенно разности величин максимального и минимального главных напряжений) будут ограничены силами трения этих плоскостей несогласий. Основываясь на аргументах предыдущего раздела, ниже рассмотрим, как силы трения существующих в коре разломов создают ограничения на возможный интервал напряжений на заданной глубине и при заданном поровом давлении. Поскольку наблюдения величин напряжений в коре на многих площадях демонстрируют состояние равновесия с силами трения (глава 1), позволяющее нам прогнозировать величины напряжений на глубине, мы не можем полагать, что это всегда так. Скорее, мы просто принимаем, что напряжения в земной коре не могут превышать силы трения существующих разломов. Эта концепция схематически представлена на рис. 4.27.

Прежде всего мы рассмотрим простой разлом в двух измерениях (рис. 4.27,а), игнорируя величину промежуточного главного эффективного напряжения, так как оно находится в плоскости разлома. Напряжение сдвига и нормальное, действующие на разлом, нормаль к которому образует угол β относительно направления максимального горизонтального сжатия S_1, определены уравнениями (4.1) и (4.2). Следовательно, напряжение сдвига и нормальное, действующие на раз-

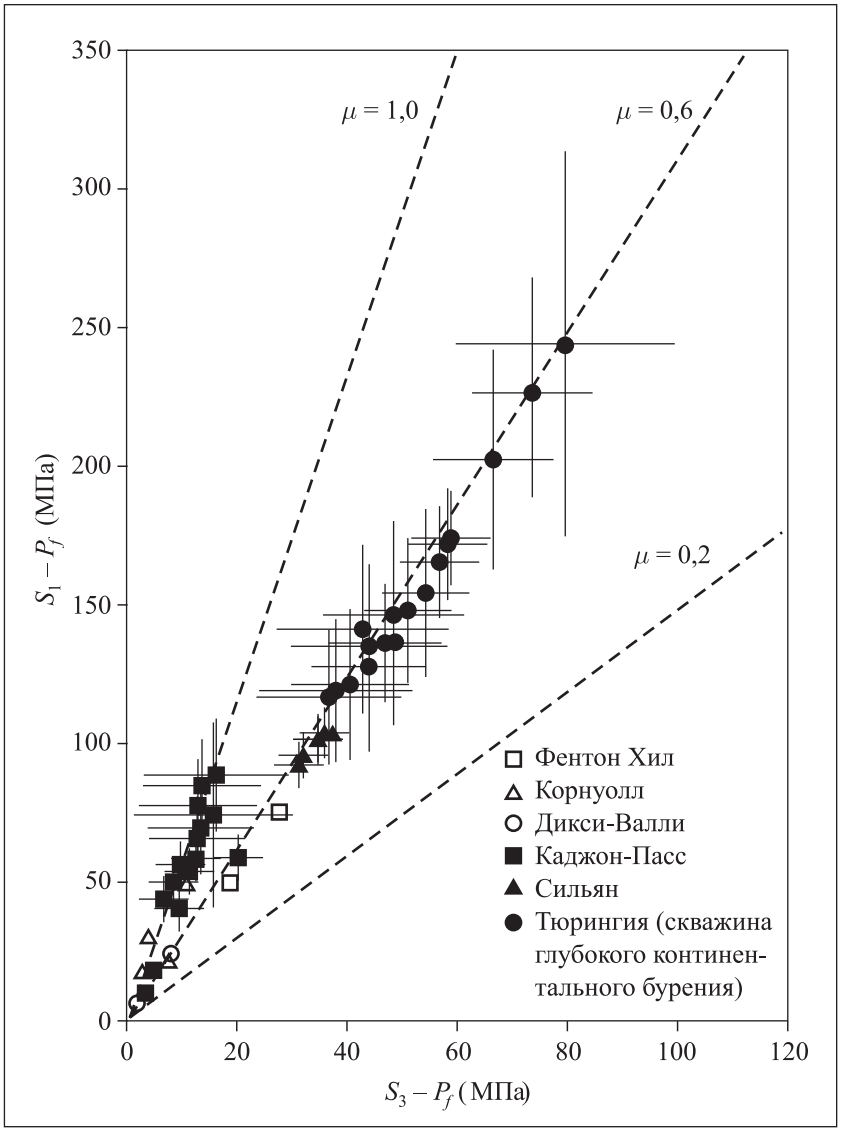


Рис. 4.26. Измерения напряжений в пластовых условиях относительно глубоких скважин (в кристаллических породах) указывают, что величины напряжений зависят от сил трения разломов с коэффициентами трения между 0,6 и 1,0 [Zoback, Townend, 2001]

лом, зависят от величин главных напряжений, порового давления и ориентации разлома относительно главных напряжений.

Из диаграммы, приведенной на рис. 4.27, в, ясно, что для любой заданной величины σ_3 существует максимальная величина σ_1, установленная силами трения существующего разлома (круг Мора не может превышать максимальную силу трения). Если разлом критически ориентирован, то это оптимальный угол для

фрикционного смещения:

$$\beta = \pi/2 - \operatorname{arctg}\mu. \tag{4.42}$$

Применяя эту связь к принципам классификационной схемы Андерсона (см. также рис. 5.1), можно отметить (принимая $\mu \sim 0{,}6$) следующее:

- Разломы типа сброс (СБ) — наклонные, с углом падения $\sim 60^\circ$, формируют сопряженные пары блоков и имеют простирание параллельное направлению S_{Hmax}.
- Разломы типа сдвиг (СД) — вертикальные, формируют сопряженные пары блоков и имеют простирание под углом $\sim 30^\circ$ к направлению S_{Hmax}.
- Разломы типа надвиг (НД) — наклонные, с углом падения $\sim 30^\circ$, формируют сопряженные пары блоков и имеют простирание, перпендикулярное к направлению S_{Hmax}.

В работе [Jaeger, Cook, 1979] показано, что величины σ_1 и σ_3 (и, следовательно, S_1 и S_3), в ситуации критически ориентированного разлома находятся в состоянии фрикционного ограничения (в соответствии с уравнением (4.39)), определяемого уравнением

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_1 - P_p}{S_3 - P_p} = [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2; \tag{4.43}$$

полагая, что $\mu = 0{,}6$ (рис. 4.26),

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = 3{,}1. \tag{4.44}$$

На рис. 4.27 мы обобщили эту концепцию и показали действие напряжения сдвига и нормального напряжения на разлом при трех различных ориентациях. В связи с тем, что это двухмерная иллюстрация, легко рассмотреть эскиз вертикального разлома типа сдвиг, в котором $\sigma_2 = \sigma_v$ находится в плоскости разлома (хотя это, конечно, не обязательно так). В этом случае разница между значением σ_{Hmax} (определенным как $S_{\mathrm{Hmax}} - P_p$) и значением σ_{hmin} (определенным как $S_{\mathrm{hmin}} - P_p$), максимальным и минимальным главными эффективными напряжениями для разлома типа сдвиг, ограничивается силой трения этого существующего разлома, как определено уравнением (4.43). Другими словами, так как S_{Hmax} увеличивается в соответствии с S_{hmin}, большинство оптимально ориентированных существующих разломов начнут смещаться, как только будет достигнута указанная сила трения (это показано черными линиями с отметкой 1). Как только эти разломы начнут смещаться, дальнейшего увеличения напряжения S_{Hmax}, в соответствии с S_{hmin}, не происходит. Мы определяем эту группу разломов (субпараллельных разломам 1) как *критически напряженные* (находящиеся на грани смещения); разломы с другой ориентацией не являются такими (рис. 4.27, б,с). Разломы, ориентированные почти ортогонально направлению

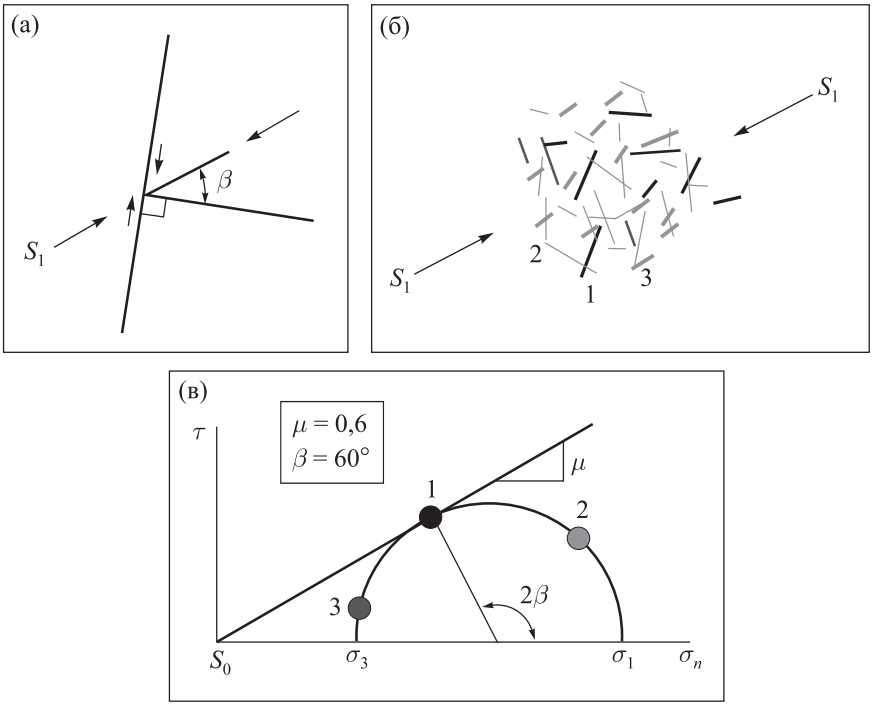


Рис. 4.27. (а) Фрикционное смещение оптимально ориентированного разлома в двух измерениях. (б) При рассмотрении земной коры, содержащей много разломов различной ориентации, обнаруживается, что только некоторые из них оптимально ориентированы для фрикционного смещения. (в) Диаграмма Мора, соответствующая разломам с различной ориентацией. Разломы, показанные черными линиями на рисунке (б), являются оптимально ориентированными для нарушений (отмечены цифрой 1 на рисунках (б) и (в)). Другие разломы, показанные светло-серым цветом на рисунке (б) (отмечены цифрой 2 на рисунках (б) и (в)), имеют простирание, почти перпендикулярное направлению S_{Hmax}, существенную величину нормального напряжения и небольшую величину напряжения сдвига. Разломы, показанные темно-серыми линиями (и отмеченные цифрой 3 на рисунке (б)), имеют почти параллельное простирание к S_{Hmax}, существенно меньшие величины напряжения сдвига и нормального напряжении, чем оптимально ориентированные разломы (как показано на рисунке (в))

S_{Hmax}, имеют очень большое нормальное напряжение и недостаточное напряжение сдвига для смещения (это показано тонкими серыми линиями с отметкой 2), тогда как разломы, простирающиеся субпараллельно к S_{Hmax}, имеют низкое нормальное напряжение и низкое напряжение сдвига (это показано толстыми серыми линиями с отметкой 3).

Мы можем использовать уравнение (4.43) для оценки верхней границы значений отношения максимального и минимального эффективных напряжений, а также применить теорию образования разломов Андерсона для определения соответствия между величинами S_{Hmax}, S_{hmin}, S_{v} и S_1, S_2, S_3. Это зависит, ко-

нечно, от режимов напряжений типа сброс, сдвиг или надвиг. Таким образом,

$$\text{Сброс} \qquad \frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_{\rm v} - P_p}{S_{\rm hmin} - P_p} \leqslant [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2, \tag{4.45}$$

$$\text{Сдвиг} \qquad \frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_{\rm Hmax} - P_p}{S_{\rm hmin} - P_p} \leqslant [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2, \tag{4.46}$$

$$\text{Надвиг} \qquad \frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_{\rm Hmax} - P_p}{S_{\rm v} - P_p} \leqslant [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2. \tag{4.47}$$

Как показано выше, ограничивающее отношение главных эффективных напряжений, определенное в уравнениях (4.45)–(4.47), равно 3.1 для $\mu = 0{,}6$, независимо от рассматриваемого режима напряжений (сброс, сдвиг или надвиг). Однако из указанных уравнений обычно следует увеличение напряжений с глубиной (как увеличение $S_{\rm v}$ с глубиной). Величина порового давления будет действовать на величины напряжений при любом режиме напряжений (сброс, сдвиг или надвиг). Это показано на рис. 4.28 и 4.29, которые аналогичны рис. 1.4, за исключением того, что сейчас мы учли лимитирующую разность главных напряжений на глубинах, для условий гидростатического и повышенного давления, используя уравнения (4.45)–(4.47).

В условиях сбросового режима напряжений и гидростатическом поровом давлении (рис. 4.28, а) уравнение (4.45) определяет нижнюю границу значений минимального главного напряжения. На рисунке 4.28, а показано, что на площадках с критически напряженными разломами типа сброс при гидростатическом поровом давлении нижнее значение минимального главного напряжения можно выразить как $S_{\rm hmin} \sim 0{,}6S_{\rm v}$. В случае сдвигового режима напряжений и гидростатического порового давления (рис. 4.28, б) максимальная величина $S_{\rm Hmax}$ (уравнение (4.46)) зависит от величины минимального горизонтального напряжения $S_{\rm hmin}$. Если величина минимального главного напряжения известна (по данным тестов на утечку или гидроразрыва, как рассмотрено в главе 6), уравнение (4.46) может быть использовано для получения верхней границы значений $S_{\rm Hmax}$. Положение толстых пунктирных линий на рис. 4.28, б показывает величину $S_{\rm Hmax}$ для величин $S_{\rm hmin}$б показанных черточками. Для режима типа надвиг (уравнение (4.47) и рис. 4.28, в), в связи с тем, что минимальным главным напряжением является вертикальное напряжение $S_{\rm v}$, получаемая величина $S_{\rm Hmax}$ (жирные пунктирные линии) принимает очень высокое значение. Действительно, в предельном случае величина $S_{\rm Hmax}$ может достигать $\sim 2{,}2S_{\rm v}$ при гидростатическом поровом давлении и $\mu = 0{,}6$.

Многие регионы в мире характеризуются комбинацией сбросового и сдвигового режимов (как в западной Европе) и надвигового и сдвигового режимов (как в береговых областях Калифорнии). В условиях расширения, если $S_{\rm hmin}$ около нижнего предела ($\sim 0{,}6S_{\rm v}$) и $S_{\rm Hmax}$ около верхнего предела $S_{\rm v}$ (так как $S_1 \approx S_2$), можно применять оба эквивалентные уравнения (4.45) и (4.46), поскольку в этом

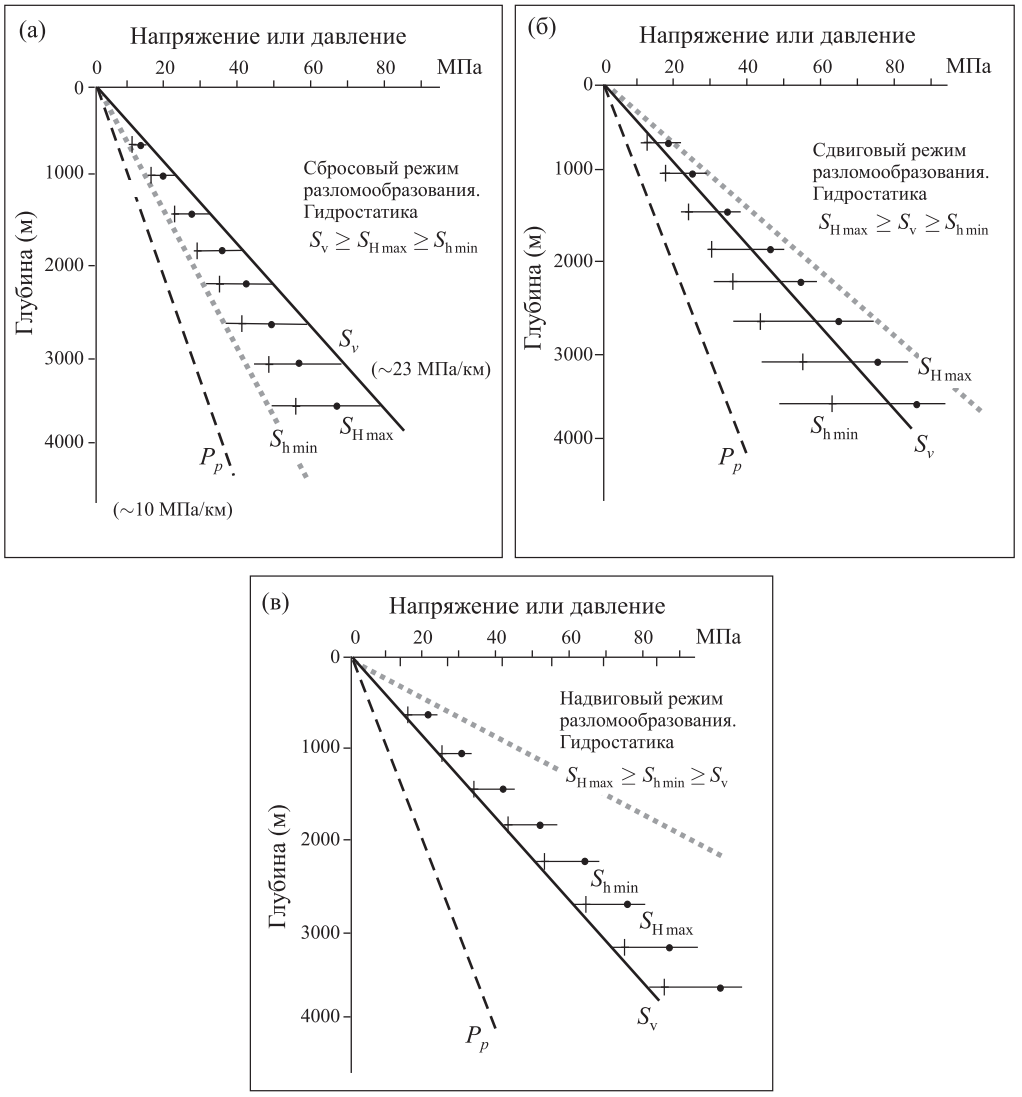


Рис. 4.28. Предельные значения напряжений, определенные в соответствии с теорией фрикционных нарушений при различных режимах напряжений (поровое давление принимается равным гидростатическому): (а) сброс, (б) сдвиг и (в) надвиг. Жирной пунктирной линией на рисунке (а) показано минимальное главное напряжение, S_{hmin}, в условиях режима напряжений типа сброс; на рисунке (б) — максимальное горизонтальное напряжение S_{Hmax}; на рисунке (в) — максимальная величина S_{Hmax} для надвигового режима напряжений, где минимальным главным напряжением является вертикальное напряжение S_{v}

случае потенциально активны два режима (сброс и сдвиг). В условиях сжатия, если значение S_{hmin} приблизительно эквивалентно S_{v} (так как $S_2 \approx S_3$) и S_{Hmax}

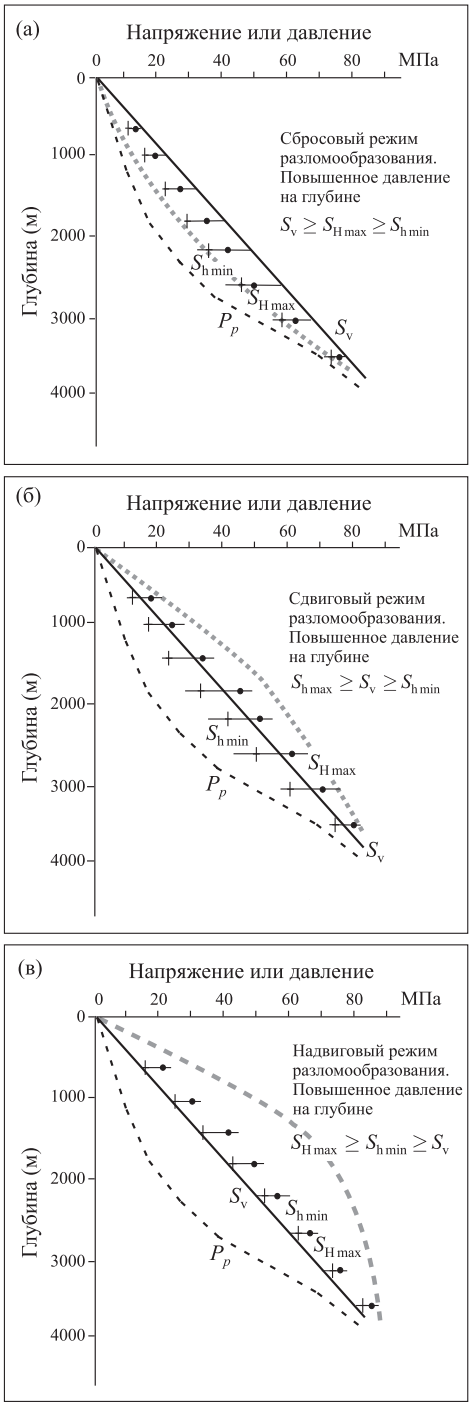


Рис. 4.29. При развитии повышенного порового давления отмечается, что для всех трех режимов напряжений при поровом давлении, близком к литостатическому, все три главных напряжения также близки к S_v (обозначения те же, что на рис. 4.28)

значительно больше, потенциально активными могут быть два режима (сдвиг и надвиг).

На рис. 4.29, а–в показано предельное значение напряжений, когда поровое давление заметно увеличивается с глубиной (по аналогии со случаем, приведенным на рис. 1.4). Если поровое давление приближается к величине S_{v} на больших глубинах, как в случае некоторых осадочных бассейнов, значения главных напряжений близки к значению вертикального напряжения, независимо от типа режима напряжений (сброс, сдвиг или надвиг). Это может казаться нелогичным, но при экстремально высоком поровом давлении смещение по оптимально ориентированному разлому будет происходить даже при незначительной разнице между максимальным и минимальным главным напряжением.

Характер зависимости разницы главных напряжений от порового давления иллюстрируется кругами Мора на рис. 4.30. Когда величины напряжений контролируются силами трения разломов, максимальный размер кругов Мора уменьшается при увеличении порового давления. Другими словами, когда поровое давление становится все больше и больше, нарушения происходят при все меньшей и меньшей разнице между максимальным и минимальным эффективным главным напряжением. Следовательно, круги Мора становятся меньше при увеличении порового давления.

В связи с тем, что для заданных величин S_1, S_2 и S_3, при изменении порового давления часто подразумевается простое смещение круга Мора вдоль оси абсцисс, при рассмотрении рис. 4.30 необходимо обратить внимание на два момента. Первый заслуживающий внимания момент: при ограничении состояния напряжений силами трения существующих разломов отношение эффективных напряжений остается постоянным (в соответствии с уравнениями (4.45), (4.46) и (4.47)), несмотря на изменение порового давления (как показано на рис. 4.30). Однако это неверно в отношении абсолютных величин (или разности) напряжений (как показано на рис. 4.29): при высоком поровом давлении отмечается меньшая разность главных напряжений. При экстремально высоком поровом давлении относительно небольшое нарушение напряжений является достаточным для изменения типа режима напряжений (например, от сбросового к надвиговому). Значительное различие напряжений наблюдается для случая гидростатического порового давления. Вторым моментом, на который следует обратить внимание, является влияние на величины напряжений пороупругих эффектов (глава 3) при нарушении порового давления, связанного с истощением (или закачкой флюидов). Таким образом, размер и положение круга Мора изменяются при изменении порового давления. Таким образом, силы трения и поровое давление могут существенно влиять на поведение залежи, особенно в регионах с режимом напряжений типа сброс (глава 12).

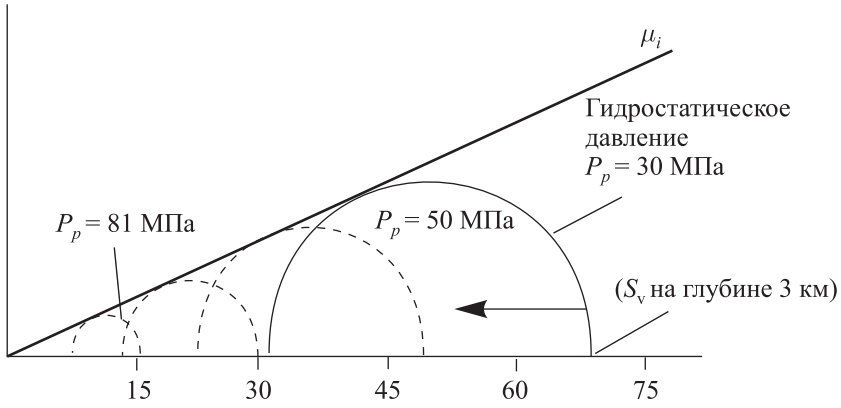
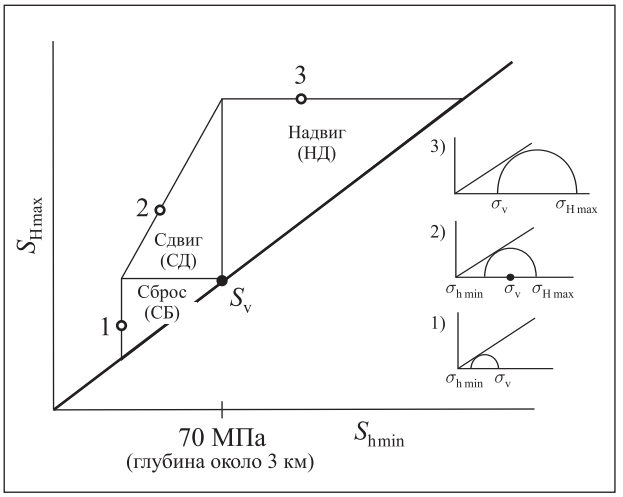


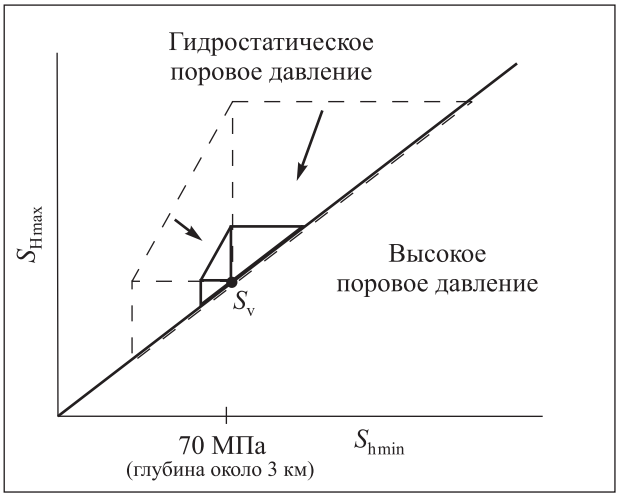
Рис. 4.30. По теории фрикционной активации нарушений, при повышении порового давления (и уменьшении эффективных напряжений) разница между максимальным и минимальным эффективным напряжением (которая определяет размер круга Мора) уменьшается с увеличением порового давления на данной глубине

Полигон напряжений

Прежде чем начать использовать наблюдения нарушений стволов скважин для ограничения величин напряжений (главы 7 и 8), необходимо по возможности оценить ряд состояний напряжений на определенной глубине и заданном поровом давлении при условии, что напряжения в коре ограничены силами трения разломов. На рис. 4.31 представлены возможные величины горизонтальных главных напряжений в земной коре для режимов напряжений типа сброс, сдвиг и надвиг, рассчитанные с использованием уравнений (4.45), (4.46) и (4.47) и классификационной системы Е. М. Андерсона для напряжений и разломов, которая была рассмотрена в главе 1. Такие диаграммы [Zoback, Mastin, 1987; Moos, Zoback, 1990] позволяют представить ряд возможных величин S_{hmin} и S_{Hmax} на определенной глубине для заданного порового давления и принятого коэффициента трения (в данном случае $0{,}6$). На рис. 4.31 схемы представлены для глубины 3 км в предположении средней плотности вышележащих пород, равной $2{,}3$ г/см^3. Допустимые состояния напряжений показаны для гидростатического порового давления (рис. 4.31, а) и значительно повышенного порового давления (рис. 4.31, б). Конструкция таких диаграмм очевидна. Факт, что $S_{\mathrm{Hmax}} \geqslant S_{\mathrm{hmin}}$, требует все возможные состояния напряжений выше диагональной линии равных значений. Вертикальные и горизонтальные линии, пересекающие диагональ при $S_{\mathrm{Hmax}} = S_{\mathrm{hmin}} = S_{\mathrm{v}}$, разделяют поля напряжений, соответствующие режимам напряжений типа сброс (СБ), сдвиг (СД) и надвиг (НД), как определено Андерсоном. Вертикальная линия в нижней левой части полигона указывает на наименьшую величину S_{hmin}, возможную при режиме напряжений типа сброс, как прогнозируется уравнением (4.45). Другими словами, для величины S_{hmin}, показанной этой линией, круг Мора будет точно касаться огибающей фрикцион-



(а)



(б)

Рис. 4.31. Полигоны, определяющие возможные величины напряжений на заданной глубине (около 3 км). (а) Гидростатическое поровое давление. (б) Поровое давление эквивалентно 80 % от вертикального напряжения [Zoback, Mastin, 1987; Moos, Zoback, 1990]

ных нарушений с наклоном 0,6. Аналогично, горизонтальная линия, определяющая кровлю полигона, соответствует величине S_{Hmax}, при которой будет происходить активация разломов типа надвиг (уравнение (4.47)). Диагональная линия, ограничивающая полигон в верхней части слева, соответствует величинам S_{Hmax}, при которых будет происходить активация разломов типа сдвиг (уравнение (4.46)). Таким образом, во всех случаях напряжения на глубине должны находиться внутри полигона напряжений. Если состояние напряжений является состоянием фрикционного равновесия, величины напряжений находятся на

внешней границе полигона, в зависимости от состояния режимов напряжений (сброс, сдвиг или надвиг). Как показано в главе 9, измерения напряжений в пластовых условиях, в осадочных бассейнах по всему миру, подтверждают факт, что разница величин напряжений часто ограничена силами трения существующих разломов, и при существующем состоянии напряжений оптимально ориентированные для смещения разломы имеют коэффициент трения 0,6–0,7. На рис. 4.31 показано, что состояние напряжений часто находится на периферийной линии диаграммы.

Полигоны, представленные на рис. 4.31, еще раз подтверждают, что повышение порового давления уменьшает разницу между главными напряжениями на глубине, как было показано на рис. 4.30. Когда поровое давление повышается, все три главных напряжения приближаются по величине к вертикальному напряжению, и относительно небольшие изменения поля напряжений могут явиться причиной перехода от одного типа нарушений к другому. Авторы работы [Moos, Zoback, 1993] предположили, что по причине повышения порового давления вблизи кальдеры Лонг-Валли разломы типа сброс-сдвиг (с одной стороны кальдеры) сменяются на разломы типа сдвиг-надвиг (с другой стороны) при изменении направления горизонтальных главных напряжений.

Полигон напряжений, показанный на рис. 4.31, а, дает достаточно широкий диапазон значений напряжения на глубине и, очевидно, не совсем годится для использования при ограничении величины напряжений. Однако если тесты на утечку или гидроразрыв доступны для получения хорошей оценки наименьшего главного напряжения (глава 6), полигон является полезным для оценки возможного диапазона значений S_{Hmax}. Как отмечалось выше (и будет подробнее рассмотрено в главах 7 и 8), если имеется информация о наличии разрушений сжатия или растяжения на стенках скважин, можно получить относительно узкие (и, следовательно, практически полезные) границы возможного состояния напряжений на глубине. Другими словами, комбинируя ограничения величины напряжений, полученные по силам трения в коре, измерения наименьшего главного напряжения по тестам на утечку и наблюдения за разрушением стенок скважин, мы получаем строгие ограничения состояния напряжений на глубине (главы 6–8), которые могут быть использованы для решения ряда проблем, относящихся к геомеханике (главы 10–12).

Глава 5

Разломы и трещины

В данной главе мы рассмотрим ряд вопросов, связанных с разломами и трещинами в породах. Разломы и трещины присутствуют в большинстве пород и могут иметь определяющее влияние на миграцию флюидов, механические свойства резервуара и стабильность стволов скважин. Как рассматривалось в главе 4 (и далее, на основании ряда исследований), сопротивление трению вдоль существующих трещин и разломов ограничивает величину напряжений в пластовых условиях, и такие ограничения можно просчитать, используя специальные методики.

В начале данной главы рассмотрим открытый тип (тип 1) трещин и кратко обсудим их влияние на миграцию флюидов в низкопроницаемых породах. Влияние разрывов на проницаемость более детально обсуждается в главе 11 при рассмотрении изолирующего (или проводящего) потенциала тектонически экранированной залежи. Характер влияния смещений по ослабленным поверхностям напластований на стабильность стволов скважин обсуждается в главе 10. Кратко рассмотрим аппаратуру для сканирования стенок скважин, широко применяемую в настоящее время для картирования трещин и разломов; затем рассмотрим общие технологии для отображения данных по ориентации трещин, включая стереограммы и трехмерные диаграммы Мора. Образование разломов в трех измерениях рассматривается в главе 11. Данная глава завершается кратким рассмотрением фокального механизма землетрясений и использующих этот механизм методах для определения ориентации главных напряжений и их относительных величин.

Существует ряд книг и подборок научных статей о трещинах и разломах в горных породах. Отметим здесь работы [Long, 1996; Jones, Fisher, 1998; Hoak, Klawitter, 1997] и подборки статей по механическому воздействию флюидов на образование разломов [Hickman, Sibson, 1995; Haneberg, Mozley, 1999; Faybishenko, Witherspoon, 2000; Vigneresse, 2001; Jones, Fisher, 1998; Davies, Handschy, 2003]. Целью настоящей главы является не полный обзор данной темы, а скорее, описание природы естественных разрывов и подготовка базиса для концепций, которые будут представлены далее в соответствующих главах. По вполне очевидным причинам, мы будем главным образом рассматривать разрывные нарушения, связанные с деформациями сдвига. Так как темой данной книги является геомеханика, я принимаю во внимание только механические разрывы,

не связанные с химическими процессами — растворением, стилолитами и т. д., которые наблюдаются в карбонатных породах, хотя такие процессы, разумеется, могут играть важную роль в локализации последующих деформаций сдвига.

Взаимосвязь между тектоническим режимом и ориентацией флюидопроницаемых трещин часто рассматривается именно в контексте трещин типа 1 — объемных трещин растяжения, ориентированных перпендикулярно к наименьшему главному напряжению [Secor, 1965; du Rouchet, 1981; Nur, Walder, 1990]. Существует ряд отличных статей по трещинам типа 1 (см. обзор [Pollard, Aydin, 1988] и ряд статей по применению теории трещинообразовнаия (включая трещины скола типов 2 и 3) [Atkinson, 1987]. Как показано на рис. 5.1, а, если наименьшим главным напряжением является S_{hmin} (в случае режимов типа сброс и сдвиг), формирование трещин типа 1 будет происходить в плоскости $S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{v}}$. Если такие трещины сформировались при текущем поле напряжений, они имеют существенное влияние на проницаемость (в породах с низкой проницаемостью), однако при других условиях такое влияние будет результатом определенного сочетания различных факторов (ориентацией трещин, ориентацией напряжений и анизотропии проницаемости). Кроме того, схематическое изображение, показанное на рис. 5.1, а, имеет прямое применение в геофизических исследованиях, таких как оценка анизотропии сейсмических скоростей, дисперсии поперечных волн и AVO-анализ для определения направления анизотропии проницаемости [Crampin, 1985; Winterstein, Meadows, 1995]. Взаимосвязь между ориентацией трещин, ориентацией напряжений и скоростью поперечных волн будет рассмотрена в конце главы 8.

Разломы, трещины и движение флюидов

Хотя трещины типа 1 существуют в большинстве обнажений [Engelder, 1987; Lorenz, Teufel, 1991] и микротрещины наблюдаются на керне [Laubach, 1997], маловероятно, что они вносят заметный вклад в поток флюидов на глубине, где присутствуют значимые напряжения. Поток через трещину можно рассматривать как поток между параллельными пластинами (модель планарной трещины). Для заданной вязкости флюида η дебит Q зависит от куба расстояния между пластинами b при градиенте давления ∇P:

$$Q = \frac{b^3}{12\eta}\nabla P. \tag{5.1}$$

Для более детального рассмотрения потока через трещину типа 1 рассмотрим поток через длинную трещину длиной L с эллиптическим сечением (как показано на рис. 4.21). Максимальная величина раскрытия трещины в средней точке определяется выражением

$$b_{\max} = \frac{2(P_f - S_3)L(1-\nu^2)}{E}, \tag{5.2}$$

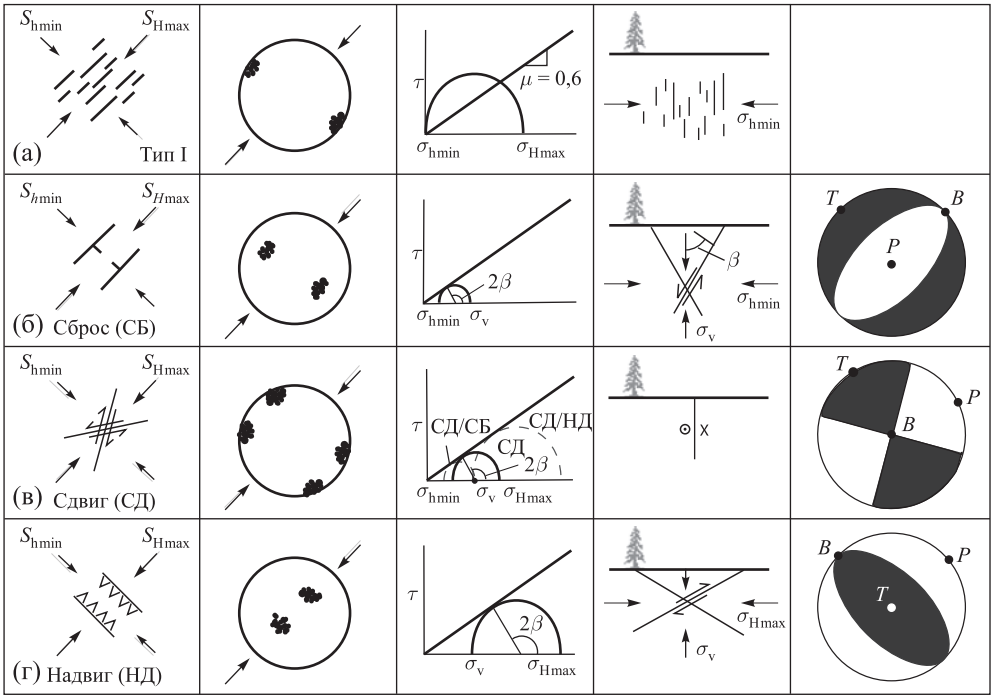


Рис. 5.1. Схематически показана ориентация различных типов трещин и разломов относительно направлений S_{Hmax} и S_{hmin}. (а) Формирование трещин типа 1 ожидается параллельно S_{Hmax} и перпендикулярно S_{hmin}. (б) Разломы типа сброс будут иметь падение $\sim 60°$ (для $\mu \sim 0{,}6$) и простирание параллельно направлению S_{Hmax}. (в) Разломы типа сдвиг будут иметь простирание $\sim 30°$ от направления S_{Hmax} (для $\mu \sim 0{,}6$). (г) Разломы типа надвиг будут иметь падение $\sim 30°$ (для $\mu \sim 0{,}6$) и простирание перпендикулярно направлению S_{Hmax}. Трещины и разломы образовались в результате различных деформаций, происходивших в течение длительного времени (в зависимости от возраста и тектонической истории развития формации), поэтому в породе наблюдаются трещины с различной ориентацией

где P_f — давление флюида в трещине, ν — коэффициент Пуассона породы, E — модуль Юнга породы. В этом случае дебит определяется по формуле

$$Q = \frac{\pi}{8\eta}\left(\frac{b_{\max}}{2}\right)^3 \nabla P, \tag{5.3}$$

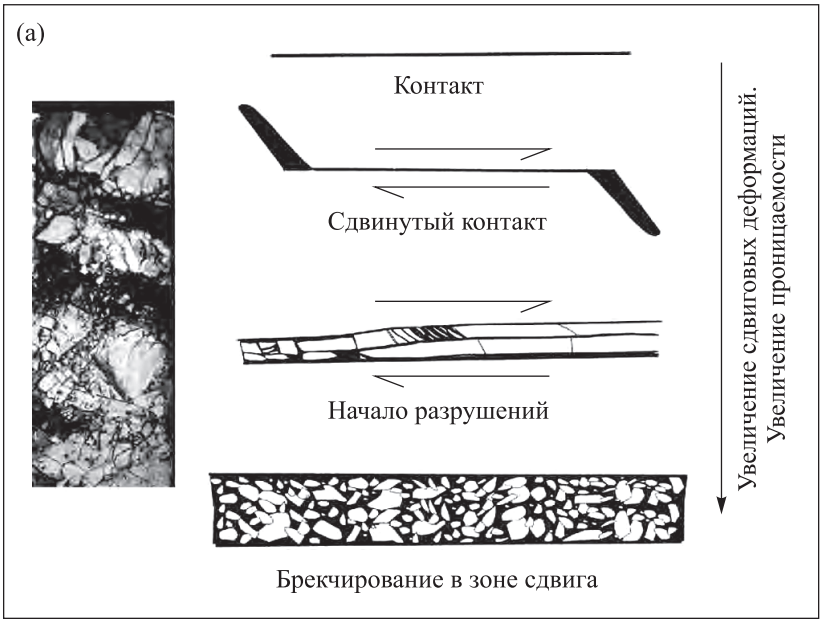
из которой получаем

$$Q = \frac{\pi}{8\eta}\left[\frac{L(1-\nu^2)(P_f - S_3)}{E}\right]^3 \nabla P. \tag{5.4}$$

Следовательно, дебит потока через трещину в зависимости от градиента давлений пропорционален кубу произведения длины на разность между давлением

флюида внутри трещины (действующим на ее открытие) и минимальным главным напряжением, перпендикулярным к простиранию трещины (действующим на ее закрытие). Это говорит о том, что трещины типа 1 не обязательно флюидопроницаемые, так как они не могут иметь значительного раскрытия на глубине. В случае, представленном на рис. 4.21, P_f слегка превышает S_3, а значит, будут распространяться трещины любой значимой длины; падение P_f вызывает закрытие трещин. Действительно, для горного массива, где $(P_f - S_3) < 0$, требуется кратковременное повышение давления флюида для возникновения трещин типа 1 (как в случае гидроразрыва), но затем давление ожидаемо падает и трещины закрываются. Следовательно, мы ожидаем только крайне малого раскрытия трещин, которые не могут существенно повлиять на поток флюидов. Рассмотрим 3 бар как значимую верхнюю границу для величины $P_f - S_3$ в трещине типа 1 длиной 1 м (такие трещины достаточно легко распространяются; см. рис. 4.21). Для значимых величин ν и E уравнение (5.2) показывает, что максимальное раскрытие трещины типа 1 составит порядка $0{,}01$ мм. Обычно рассмотрение трещины длиной только 1 м произвольно (особенно по причине увеличения $b_{\max}$ при увеличении L), но при увеличении L максимальная величина $P_f - S_3$ уменьшается, таким образом задавая граничные значения $b_{\max}$ (уравнение (5.2)). Конечно, реальные трещины типа 1 в породах не будут иметь идеально ровные поверхности и при их закрытии всегда остается незначительная апертура [Brown, Scholz, 1986], так что в породах с почти полностью отсутствующей матричной проницаемостью закрытые трещины типа 1 могут улучшить поток до некоторой величины.

Разломы (трещины типов 2 и 3, возникшие за счет значительных деформаций сдвига), вероятно, имеют гораздо лучшую проводимость для потоков, чем трещины типа 1. На рис. 5.2, а схематически представлена эволюция разломов от изначально плоской трещины типа 1, иногда называемой контактом/швом или, в некоторых случаях, плоскостью напластования. Со временем, при вращении главных напряжений, напряжение сдвига, действующее на плоскость несогласия, может явиться причиной сдвига. В цементированных породах сдвиг будет причиной брекчирования (дробления зерен) вдоль поверхности разлома, а также разрушения пород, примыкающих к плоскости разлома. Оба процесса могут делать разлом флюидопроницаемым даже при значительном нормальном напряжении, действующем на разлом на глубине. По этой причине разломы, активные при существующем поле напряжений, могут оказывать значительное влияние на поток флюидов [Barton, Zoback, 1995]. Более детальное обсуждение данного вопроса есть в главе 11. Отметим, что термины *трещины* и *разломы* в настоящей и последующих главах используются отчасти неформально. Будет подчеркнуто, что, за исключением плоскостей напластования, большинство характеристик, наблюдаемых по данным микроимиджеров (см. следующий раздел), будут оказывать существенное влияние на свойства потока в резервуаре; по существу, разломы — плоские несогласия с ограниченной величиной деформаций сдвига.



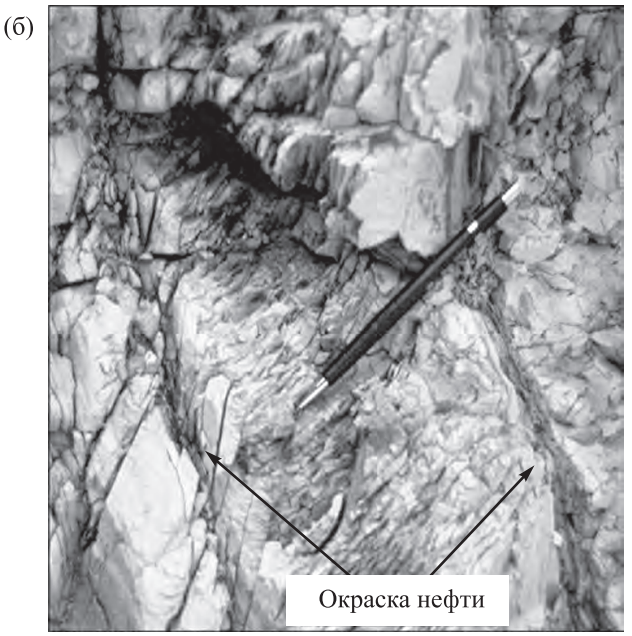


Рис. 5.2. Схематическая иллюстрация эволюции разлома от контакта/шва (по [Dholakia, Aydin, 1998], с изменениями). При появлении сдвиговой деформации брекчирование приводит к формированию эффективной пористости, которая увеличивает проницаемость породы. В формации Монтерей (Калифорния) миграция нефти строго зависит от пористости генерируемой брекчированием во время преобладания деформации сдвига по разломам. Это явление наблюдается в различных масштабах: в керне (а) и на обнажении (б)

На фотографиях (рис. 5.2, а, б) [Dholakia, Aydin, 1998] представлена порода, на проницаемость которой оказывает влияние разлом в в формации Монтерей, в западной Калифорнии (в двух различных масштабах). Формация Монтерей сложена миоценовыми кремнеземсодержащими глинами с экстремально низкой матричной проницаемостью. Эта порода является материнским резервуаром для многих нефтяных месторождений в регионе. Пористость, связанная с зонами брекчирования, исследована в образцах керна глин Антилопа площади Буэна Виста Хилс бассейна Сан-Хоакин (слева на рис. 5.2, а), а также в обнажениях вдоль береговой линии (рис. 5.2, б); пористость очевидно связана с присутствующими в породе углеводородами. Таким образом, увеличение проницаемости в результате формирования и развития разрывов в формации Монтерей критически важно для добычи углеводородов.

На рис. 5.1, б–г схематически показана взаимосвязь между системами разломов типа сброс, сдвиг, надвиг и горизонтальными главными напряжениями (а также соответствующими кругами Мора). Рассмотренные в главах 1 и 4 темы, связанные с теорией Андерсона образования разломов и теорией разрушения Мора – Кулона (соответственно, рис. 5.1, б–г), объясняют ориентацию разломов относительно горизонтальных и вертикальных напряжений, их связь с кругами Мора и механизмом фокальных плоскостей землетрясений при различных режимах образования разломов (сброс, сдвиг и надвиг). Описание нижней полусферы стереограммы (вторая колонка) и фокального механизма землетрясений (пятая колонка) приводится ниже. Первая и четвертая колонки (план и разрез) иллюстрируют геометрические связи, рассмотренные в главе 4, в контексте уравнения (4.43). Для коэффициента трения $0{,}6$ активные разломы типа сброс (рис. 5.1, б) ожидаются с простиранием, приблизительно параллельным направлению S_{Hmax}, и падением около 60° от горизонтали, в направлении S_{hmin}. Разломы типа сдвиг (рис. 5.1, в) ожидаются приблизительно вертикальными и формируют систему, направленную под углом приблизительно 30° к направлению S_{Hmax}. Разломы типа надвиг (рис. 5.1, г) ожидаются с простиранием, параллельным направлению S_{hmin}, и падением около 30° от горизонтали, в направлении S_{Hmax}. Круги Мора, соответствующие каждому из этих состояний напряжения (средняя колонка), иллюстрируют относительные величины трех главных напряжений (показаны как эффективные напряжения) для каждого состояния.

Говоря о взаимосвязи, представленной на рис. 5.1, укажем на три важных момента. Во-первых, схемы иллюстрируют взаимосвязь между потенциально активными разломами и состояниями напряжений, являющимися причиной возникновения разломов. В действительности же многие трещины и разломы (достаточно разнообразной ориентации) могут присутствовать в пластовых условиях, возникновение которых происходило на различных этапах деформации. Вероятно, многие из этих разломов могут быть неактивными при текущем состоянии поля напряжений. В связи с тем, что активные разломы оказывают наибольшее влияние на проницаемость (глава 11), из множества всех разломов в пластовых

условиях интерес представляют прежде всего текущие активные разломы. Следующим моментом является наличие во многих регионах переходного состояния напряжений. Это состояние напряжений с одновременным сдвиговым и сбросовым режимами ($S_{\mathrm{Hmax}} \sim S_{\mathrm{v}} > S_{\mathrm{hmin}}$), при котором активны два типа разломов (сдвиг и сброс), или с одновременным сдвиговым и надвиговым режимами ($S_{\mathrm{Hmax}} > S_{\mathrm{v}} \sim S_{\mathrm{hmin}}$), когда активны другие два типа разломов (сдвиг и надвиг). Примеры этих состояний будут приведены в главах 9–11. В заключение отметим, что хотя концепция совмещенных систем разломов теоретически возможна, в природе одна их систем обычно преобладает, так что простая схема, приведенная на рис. 5.1, достаточно редко встречается.

Данные о состоянии стенок скважин

Аппаратура для сканирования стенок скважины дает возможность получить прямую информацию о распространении и ориентации трещин и разломов. Одна из систем скважинных имиджеров известна как ультразвуковые скважинные телевизоры (ultrasonic borehole televiewer — BHTV). Такая аппаратура сканирует стенки скважин с помощью центрированного вращающегося ультразвукового (от нескольких сотен кГц до ~ 1 МГц) датчика, который ориентирован относительно магнитного севера (рис. 5.3, а; [Zemanek, Glenn, 1970]). Амплитуда отраженных импульсов уменьшается, когда стенки скважины имеют неровности (например, когда трещины или плоскости напластования пересекают скважину), и время пробега волн увеличивается, когда радиус скважины увеличивается (например, при вывалах на стенках скважин, см. главу 6). Эта аппаратура формирует изображение по акустическому отражению и по радиусу скважины таким образом, что появляется возможность построения трехмерного изображения ствола скважины (рис. 5.3, б; [Barton, Tessler, 1991]). Отражение зависит от акустической жесткости формаций и гладкости стенок скважины. На рис. 5.3, г показана *развертка* изображения стенки скважины, в которой положение вокруг скважины (относительно севера в данном случае) представлено по оси абсцисс, а глубина — по оси ординат. Амплитуда отраженных импульсов здесь соответствует определенной шкале яркости. В таком представлении плоские трещины (или плоскости напластования), секущие скважину (рис. 5.3, в), имеют синусоидальный вид (рис. 5.3, г) в результате низкой амплитуды отраженных акустических импульсов при пересечении плоскости разлома на стенке скважины. Направление падения на развертке (направление к самой низшей точке, где трещина пересекает скважину) и его величина определяются по уравнению

$$\mathrm{Dip} = \mathrm{arctg}(h/d), \tag{5.5}$$

где h — высота трещины, измеренная от кровли до подошвы пересечения со скважиной, d — диаметр скважины. В главе 6 мы рассмотрим другое важное применение данных скважинных сканеров, а именно: анализ разрушений стенок скважин,

вызванных деформациями сжатия (или вывалов), по времени пробега импульсов до стенки скважины и обратно (при знании акустических скоростей скважинного флюида), что позволяет получить точную модель сечения скважины. Ультразвуковые скважинные имиджеры в настоящее время применяются рядом геофизических компаний. Несмотря на некоторые различия в рабочих характеристиках (число импульсов за оборот, частоты ультразвуковых датчиков и способы фокусировки волн на стенках скважин), фундаментальные основы работы всех видов аппаратуры данного типа достаточно схожи.

На рис. 5.4, б представлена развертка изображения стенки скважины, полученная по другому типу данных, широко применяемых в нефтяной и газовой индустрии, полученных при помощи электрических сканеров, которые используют матрицу электродов на башмаках, прикрепленных к рычагам, прижимающих их к стенкам скважины. Сканирующая аппаратура (рис. 5.4, а; [Ekstrom, Dahan, 1987]) определяет сопротивление контакта на матрице электродов, которая смещается по глубине при подъеме зонда, обеспечивая по возможности малое расстояние между точками измерений. Таким образом, этот тип аппаратуры создает детальную карту неоднородностей ствола скважины, представляя с большой точностью свойства плоскостей напластования, трещин и вызванных бурением трещин растяжения (глава 6). Благодаря тому, что матрица электродов находится в прямом контакте со стенками скважины, такие устройства способны получить более детальное изображение трещин, чем скважинный сканер, но дают меньше полезной информации о размере и форме скважины. Как и скважинные сканеры, этот тип аппаратуры находит широкое коммерческое применение. Некоторые компании применяют аппаратуру с четырьмя башмаками, другие — с шестью, так что полученные данные покрывают разную часть периметра ствола скважины. Несмотря на это, принципы исследований достаточно схожи. Пробелы на рис. 5.4, б представляют площади между матрицами электродов на четырех башмаках, где аппаратура не регистрирует данные.

Хотя данные скважинных имиджеров представляют информацию по кажущейся апертуре разрывов, где они пересекают скважину, предложены эмпирические уравнения для расчета относительной длины разрыва и его апертуре [Gudmundsson, 2000], что дает возможность моделировать сети трещин по данным скважинных имиджеров. Однако апертура на стенках скважин не является действительной шириной разлома. Как отмечено в работе [Barton, Tessler, 1991], данные имиджеров являются в основном измерениями неоднородностей стенок скважин, а значит, эти данные очень чувствительны к любым растрескиваниям стенок скважин, которые встречаются при вскрытии разлома скважиной. Следовательно, кажущаяся апертура всегда будет больше действительной апертуры и часто оказывается полезно качественно разделить большие и малые апертуры разломов во время анализа данных имиджеров.

Ограничением имиджеров является недооценка трещин и разломов с плоскостями, приблизительно параллельными оси скважины. Это легче всего визуа-

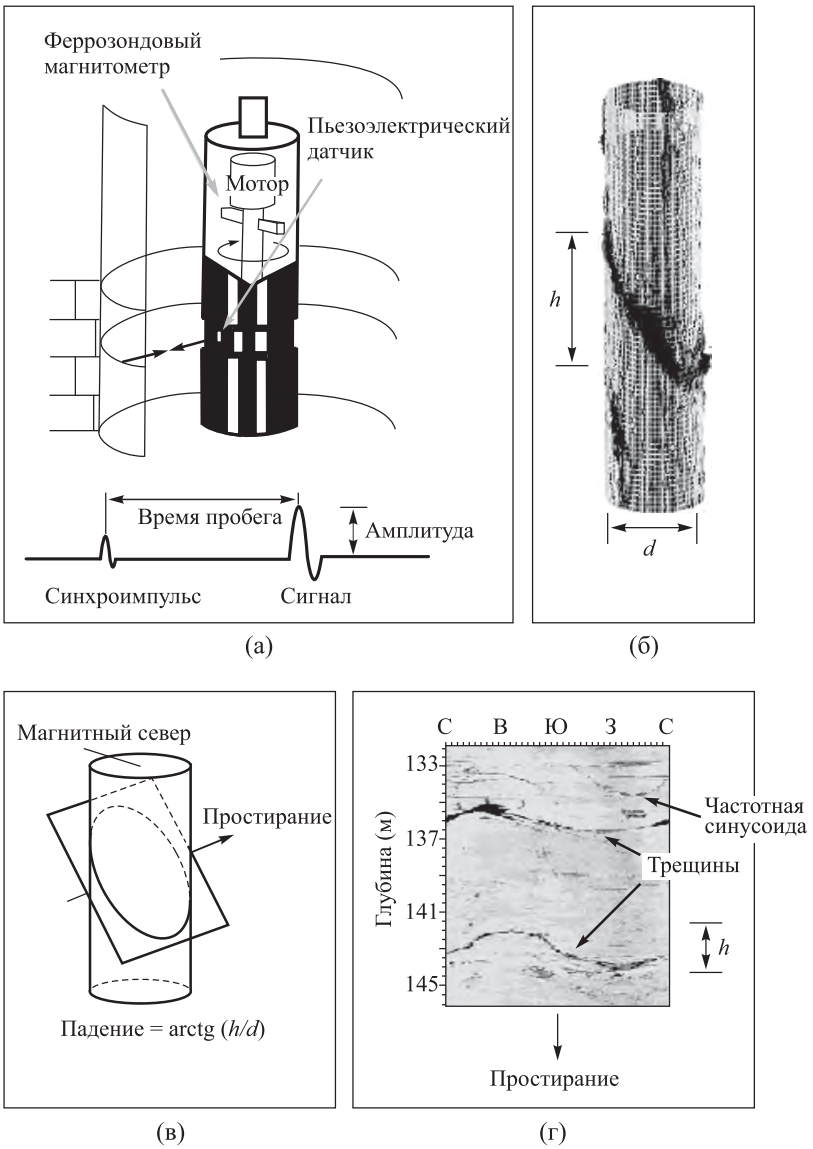
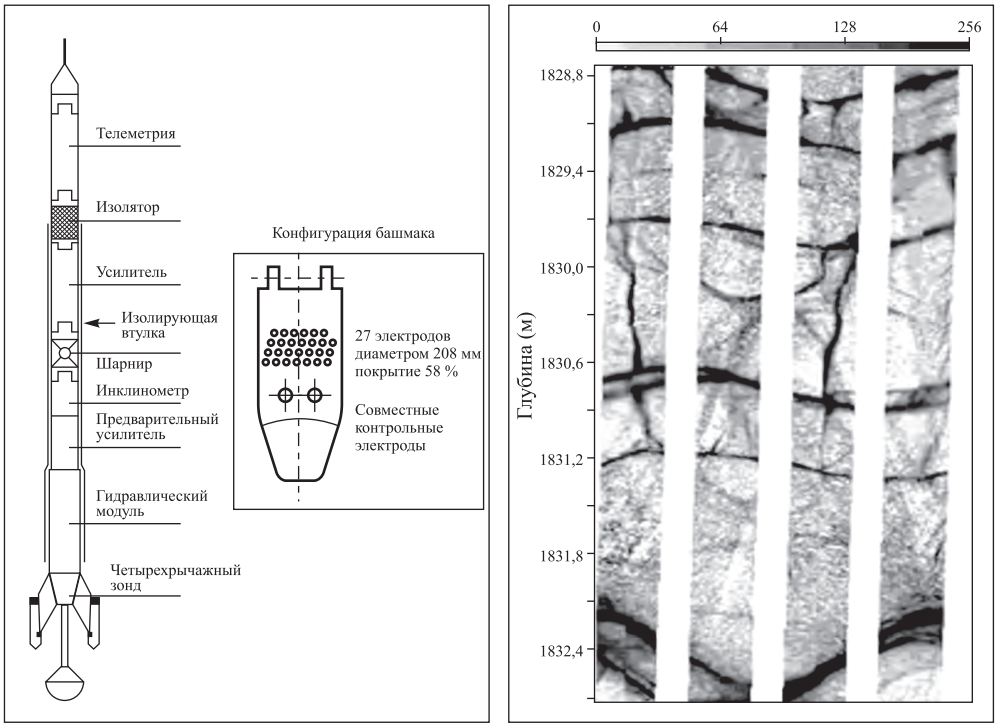


Рис. 5.3. Принцип работы ультразвукового скважинного сканера [Zemanek, Glenn, 1970]. (а) Ультразвуковой датчик вмонтирован во вращающийся вал. Датчик создает высокочастотные импульсы, которые передаются через скважинный флюид, отражаются от стенки скважины и возвращаются к датчику. Обычно за один оборот генерируется несколько сотен импульсов. Магнитометр в аппаратуре позволяет ориентировать датчик относительно магнитного севера. (б) Данные по амплитуде представлены в виде трехмерного образа, отображающего, как разрывы или плоскости напластования секут скважину. (в) Схематический вид плоскости, секущей скважину. (г) *Развертка* изображения стенки скважины с глубиной по оси ординат и азимутом (или положением вокруг ствола скважины) по оси абсцисс. В этом случае плоскости, секущие скважину (плоскости напластования или трещины), представляются в виде синусоид



(а) (б)

Рис. 5.4. Принципиальная схема электрического имиджера [Ekstrom, Dahan, 1987]. (а) Матрица электродов, развернутая на башмаках, прикрепленных к четырем или шести рычагам каверномера, прижимаемым к стенкам скважины. Питающий электрод поддерживает постоянное напряжение в соответствии с контрольными электродами, и ток, необходимый для поддержания постоянного напряжения на каждом электроде, определяет сопротивление контакта, которое зависит от однородности стенок скважины. (б) Наиболее общее представление данных о состоянии стенки скважины в виде развертки

лизируется для вертикальных скважин: вероятность пересечения горизонтальных трещин в формациях равна единице, а вероятность пересечения вертикальных трещин близка к нулю. Согласно [Hudson, Priest, 1983], следует провести оценку применяемой коррекции к сети обнаруженных трещин заданного падения. Если мы имеем сеть трещин постоянного падения ϕ со средним расстоянием D между трещинами (измеряемым по нормали к плоскостям трещин), то число наблюдаемых трещин $N_{\text{obs}}(\phi)$ вдоль длины скважины $L = D/\cos\phi$ должно быть скорректировано для получения действительного числа трещин $N_{\text{true}}(\phi)$, существующих в формациях на аналогичной дистанции, по уравнению

$$N_{\text{true}}(\phi) = (\cos\phi)^{-1} N_{\text{obs}}(\phi). \tag{5.6}$$

Принцип такой коррекци для густотрещиноватых гранитных пород представлен в работе [Barton, Zoback, 1992], где также обсуждается проблема, связан-

ная с недостатком данных, с невозможностью регистрации очень малых трещин и их прослеживанием; этот же принцип коррекции используется, когда очень большая зона разлома вскрыта скважиной: здесь также часто трудно определить плоскость разлома из-за сильного разрушения стенок и крайне низкого качества данных.

Представление трещин и разломов по глубине

На рис. 5.5 схематически представлены параметры, используемые для описания ориентации трещин и разломов в трех измерениях. *Простирание* разлома представляется азимутом горизонтальной линии на плоскости трещины, измеренным относительно севера. Если не указано иное, падение измеряется от горизонтальной плоскости. Направление/азимут падения часто используется вместо простирания для определения ориентации трещин. Измеренное от севера, направление падения является азимутом проекции вектора в плоскости разлома, перпендикулярного направлению простирания, в сторону увеличения глубин. Смещение по разлому также определяется вектором, который может быть представлен как *борозды скольжения* на лежачем блоке, образованные в результате относительного движения висячего блока. Направление смещения определяется углом смещения, который измеряется на плоскости разлома от горизонтали.

Существуют различные технологии представления ориентации трещин и разломов на глубине. Одной из наиболее общих технологий в структурной геологии является использование нижней полусферы стереографической проекции, представленной на рис. 5.6 (см. обзоры [Twiss, Moores, 1992; Pollard, Fletcher, 2005]). Стереографическая проекция показывает след плоскости разлома (в месте пересечения с нижней полусферой) или пересечение полюса трещины (нормали к плоскости трещины) и полусферы (рис. 5.6, а). Круговые диаграммы (рис. 5.6, б) используются для представления таких проекций и называются стереограммами (равноплощадные стереограммы Шмидта).

Как показано на рис. 5.6, б, трещины, близкие к горизонтальным, с падением на северо-запад, имеют полюсы, которые располагаются вблизи центра стереограммы, тогда как след плоскости трещины расположен у края стереограммы (верхняя левая стереограмма). Наоборот, трещины, близкие к вертикальным, с простиранием на юго-восток и падением на юго-запад, имеют полюсы, расположенные у края стереограммы, и следы трещин, секущих стереограмму, возле центра (нижняя правая стереограмма). Облако полюсов, показанное на каждой стереограмме, соответствует группе трещин или разломов с близкими, но слегка различными простираниями и падениями. Вторая колонка на рис. 5.1 показывает схему ориентации разломов типа 1 (сброс, сдвиг и надвиг) в стереографическом представлении.

На рис. 5.7 показано распределение в геотермальных гранитных породах от-

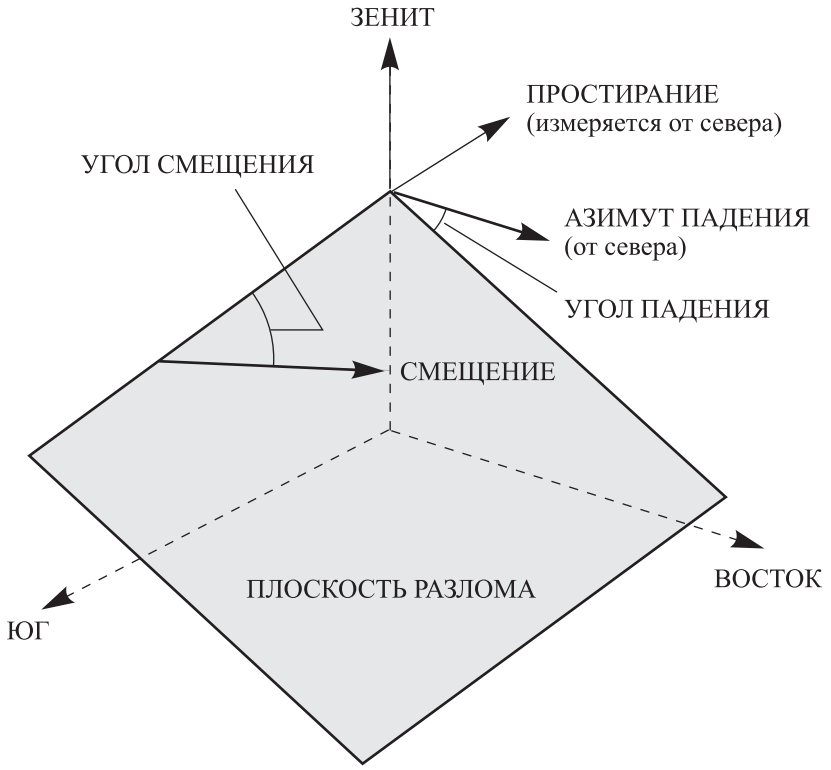


Рис. 5.5. Определение простирания, падения и азимута падения случайно ориентированной плоскости трещины или разлома. Направление смещения в плоскости разлома измеряется от горизонтали

носительно небольших разломов, которые были выделены электрическим имиджером на глубинах 1 980–2 130 м (как показано на рис. 5.4). На рис. 5.7, а приведен планшет трещин, наиболее общий способ отображения данных по трещинам в нефтяной отрасли. Глубина залегания каждой трещины отображена как точка с глубиной по оси ординат и углом падения по оси абсцисс (в интервале от 0 до 90°). Направление падения (азимут падения) показано направлением линии, примыкающей к кругу. Этот интервал имеет очень высокую трещиноватость (около 2 000 трещин на интервале 150 м). Стереограмма, приведенная на рис. 5.7, б, демонстрирует различные ориентации трещин на всем интервале. Полюса показаны для каждого положения на стереограмме, но ряд полюсов с юга к западу указывает на концентрацию крутопадающих трещин с простиранием приблизительно на север (и северо-запад) и крутым падением на северо-восток. Преимущества и недостатки этих двух типов представления данных достаточно очевидны. Планшет на рис. 5.7, а позволяет видеть точные глубины, на которых обнаружены трещины, а также падение и направление падения отдельных трещин, в то время как стереографическая проекция на рис. 5.7, б обеспечива-

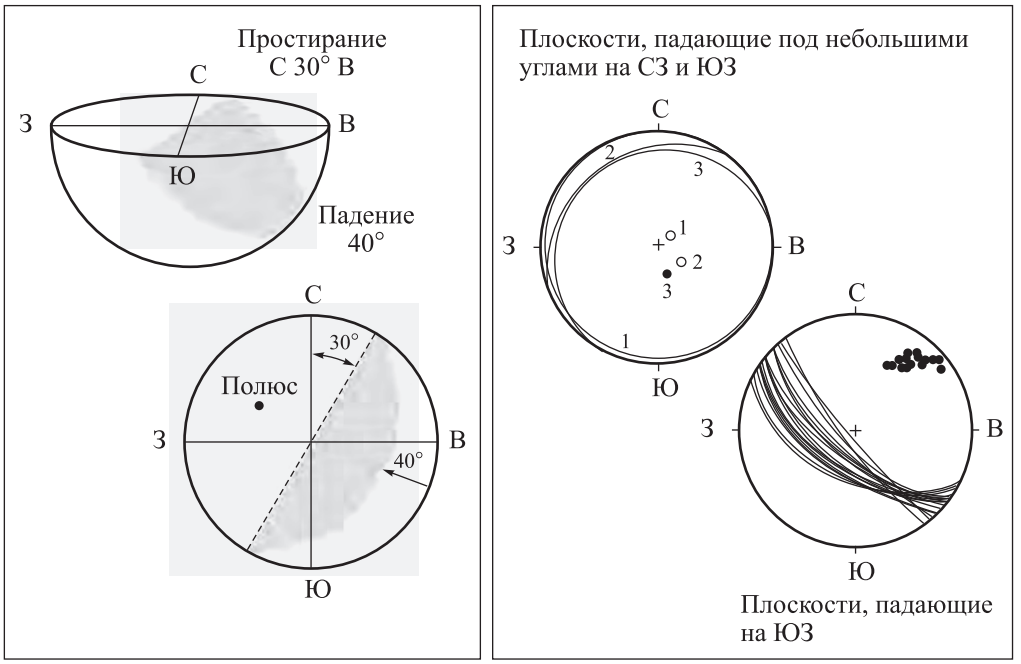


Рис. 5.6. Отображение трещины и разлома на основе использования нижней полусферы стереографической проекции (стереограммы). Показано пересечение плоскости с полусферой и положение полюса относительно плоскости. Субгоризонтальные плоскости имеют полюсы, расположенные вблизи центра стереограммы; круто падающие плоскости имеют полюсы возле края стереограммы

ет хороший обзор концентрации трещин и разломов с близкими простираниями и падениями.

В интервалах с высокой трещиноватостью (как показано на рис. 5.7, б) не просто определить статистическую значимость концентрации трещин заданной ориентации. На рис. 5.7, в представлен метод изолиний [Kamb, 1959], использующий контурные линии разности между концентрацией полюсов трещин и случайным распределением. Эта разность выражается в единицах стандартного отклонения, что обеспечивает визуализацию отклонений концентрации от случайного распределения. Площади с темной заливкой (более двух единиц стандартного отклонения) указывают на статистически значимую концентрацию трещин. Отмеченную выше концентрацию полюсов, соответствующую трещинам с северным и северо-западным простиранием и крутым падением к северо-востоку, можно считать статистически значимой концентрацией полюсов.

На рис. 5.7, г показана *роза-диаграмма* (круговая гистограмма) простирания трещин. Представленные данные указывают на основное простирание трещин ССЗ–ЮЮВ, однако наблюдается много трещин с другой ориентацией. Един-

ственным недостатком такого представления данных является отсутствие информации о падении трещин.

На рис. 5.8 представлены данные по формации Монтерей в западной Калифорнии. Авторы работы [Finkbeiner, Barton, 1998] изучили четыре скважины, вскрывшие значительно смятую, трещиноватую и разбитую разломами формацию Монтерей в показанных точках. Как будет рассмотрено дальше, в главе 11, присутствие трещин и разломов в формации Монтерей является важным фактором, объясняющим высокие значения проницаемости, необходимой для добычи углеводородов. Фотография обнажения (рис. 5.2, б) была сделана в непосредственной близости от скважины C (см. карту на рис. 5.8). В данном регионе отмечаются многочисленные землетрясения (показаны маленькими точками), вызванные смещением по надвигам и сдвигам, секущими данную площадь. Направления активных разломов и осей складок показаны на карте. Распределение трещин и разломов по анализу данных скважинного ультразвукового телевизора в скважинах A, B, C и D представлено на четырех стереограммах. Направление максимального горизонтального сжатия в каждой скважине было определено по анализу вывалов на стенках скважин (объяснение дано в главе 6) и соответствует сжатию в направлении СВ—ЮЗ (как указано стрелками на стереограммах). Отмечается, что направление максимального горизонтального сжатия относительно однородно (и согласуется с направлениями активных геологических структур и данными фокального механизма землетрясений, рассматриваемыми позже в данной главе), однако распределение разломов и трещин в каждой из этих скважин существенно различно. Причина различий заключается в геологической истории каждой площади. Здесь не наблюдается взаимосвязи между направлениями напряжений, трещинами типа 1 и системами разломов типа сброс, сдвиг и надвиг (приведенными на рис. 5.1): сложное распределение разломов и трещин часто отражает не только текущее состояние напряжений, но и деформационные эпизоды, которые происходили в разные периоды геологической истории формации. Таким образом, возможность картирования действительного распределения трещин и разломов на основе данных имиджеров является важным элементом при описании характеристик формации и определении трещин и разломов, играющих важную роль в контроле потока флюидов в пластовых условиях (глава 11).

Трехмерные диаграммы Мора

В ряде приложений и исследований, рассмотренных в последующих главах, возникает необходимость расчета нормального и сдвигового напряжений, действующих на разломы, произвольно ориентированные в трех измерениях. Одним из классических путей является использование для таких расчетов трехмерных диаграмм Мора, как представлено на рис. 5.9, а (более детальное описание дано в работах [Twiss, Moore, 1992; Pollard, Fletcher, 2005]). Как показано на рисунке,

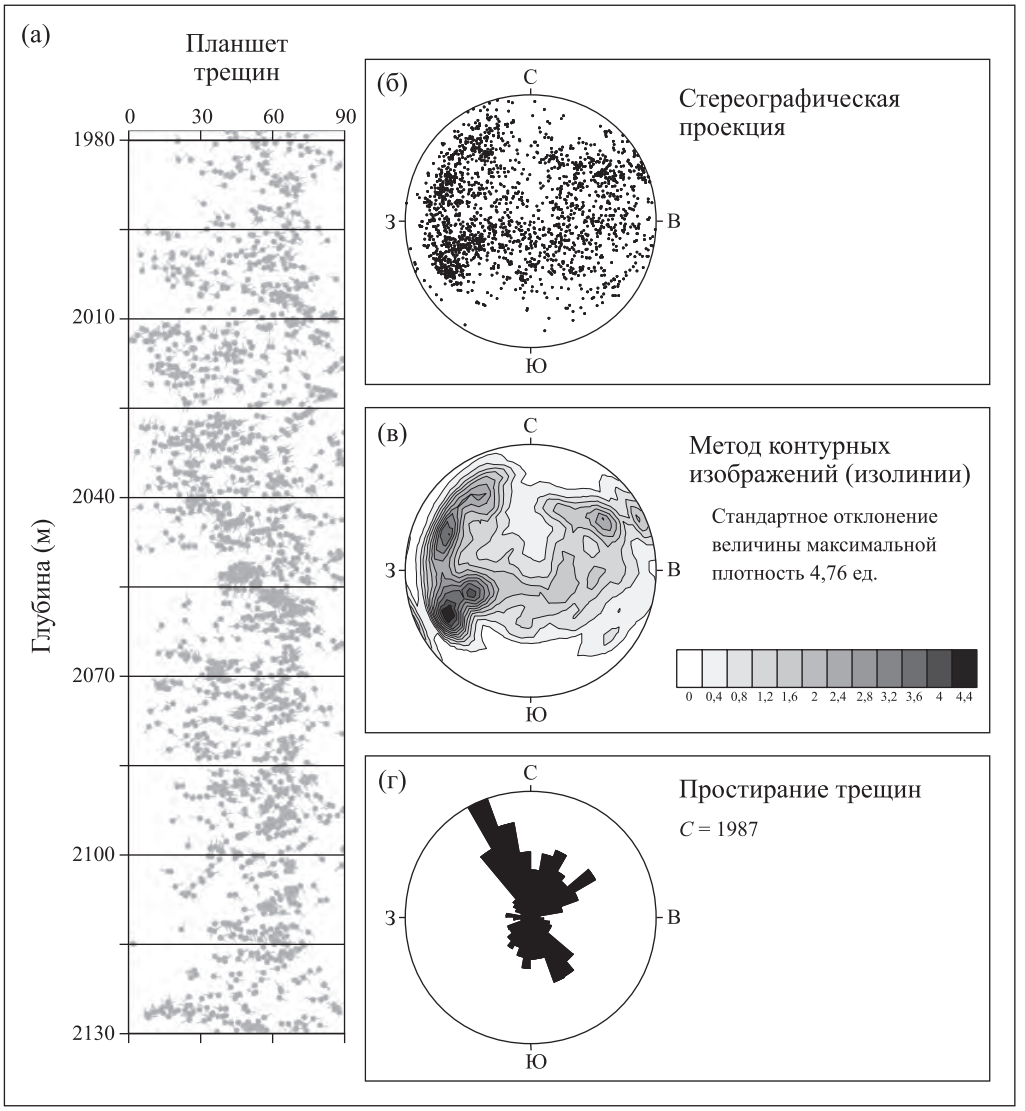


Рис. 5.7. Распределение данных по разломам в геотермальной скважине может быть представлено в различных видах. (а) Планшет трещин, где глубина показана по оси ординат, а падение — по оси абсцисс. Направление падения показано линией, примыкающей к кругу. (б) Стереографическая проекция, показывающая широкое распределение ориентаций трещин. (в) Контурные линии плотности трещин [Kamb, 1959], показывающие статистически значимые концентрации полюсов. (г) Роза-диаграмма (круговая гистограмма), показывающая распределение простираний трещин

величины трех главных напряжений σ_1, σ_2 и σ_3 используются для построения трех кругов Мора. Все характеристики, лежащие в одной плоскости, могут быть представлены точкой P, расположенной в пространстве между двумя меньшими

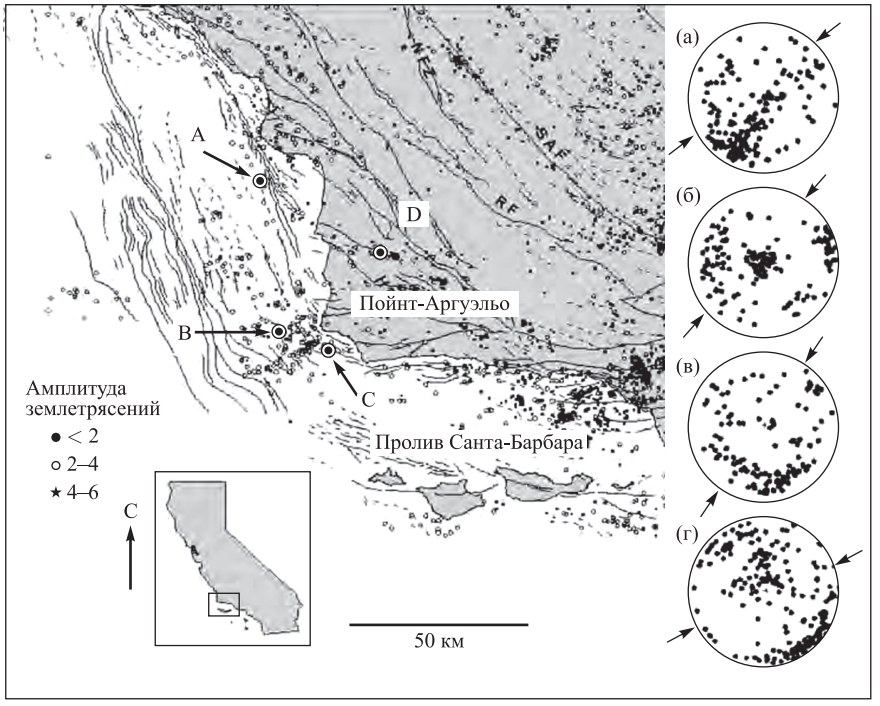
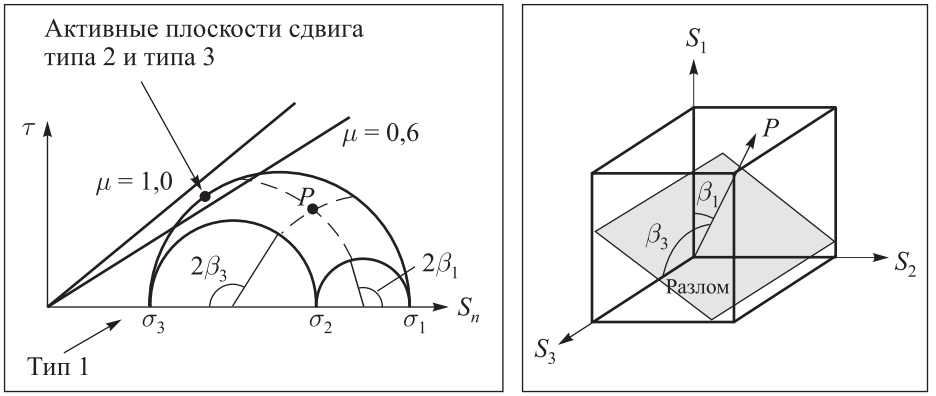


Рис. 5.8. Площадь Пойнт-Аргуэлью в западной Калифорнии характеризуется множеством землетрясений (точки), активными разломами и складками (тонкие линии). Данные имиджеров по четырем скважинам, пробуренным в формации Монтерей (A, B, C, D), иллюстрируют сложное распределение разломов и трещин в каждой скважине, как показано на стереограммах [Finkbeiner, Barton, 1997]

кругами Мора (определенными разностью между величинами σ_1 и σ_2 и величинами σ_2 и σ_3 соответственно) и большим кругом Мора (определенным разностью между σ_1 и σ_3). Как и в случае двухмерных кругов Мора (рис. 4.2), положение точки P на плоскости определяет напряжение сдвига и нормальное напряжение. Критически ориентированные разломы (имеющие возможность смещения при действующем поле напряжений), представленные в регионе, показаны на рис. 5.9, а как соответствующие значениям коэффициента трения между $0{,}6$ и $1{,}0$.

Положение точки P на трехмерных кругах Мора рассчитывают на основе использования двух углов, β_1 и β_3, которые определяют углы между нормалью к разлому и осями S_1 и S_3 соответственно (рис. 5.9, б). Для нахождения положения точки P графически, как показано на рис. 5.9, а, используют углы $2\beta_1$ и $2\beta_3$, находят точки на двух малых кругах и проводят дуги от центра большого круга Мора; точка P определяется как пересечение полученных дуг. Обычно плоскость типа 1 (нормальная к наименьшему главному напряжению) отображается на позиции σ_3 диаграммы Мора.

В наши дни, конечно, не обязательно использовать графические методы при



(а) (б)

Рис. 5.9. Представление эффективных напряжений (сдвига и нормального) на произвольно ориентированный разлом может быть выполнено трехмерными кругами Мора (а). Точное положение точки P может быть определено углами β_1 и β_3, измеренными между нормалью к разлому и направлениями S_1 и S_3, при помощи показанных графических построений, однако обычно оно вычисляется математически (см. текст), с использованием трехмерных диаграмм Мора (б)

определении эффективных напряжений сдвига и нормального для произвольно ориентированных плоскостей, но трехмерные диаграммы Мора бывают достаточно полезны для представления данных по разломам, как будет показано в следующих главах.

Существует два общих метода для расчета величин напряжений сдвига и нормального напряжения на произвольно ориентированной плоскости. Первый метод определяет напряжение сдвига и нормальное напряжение в зависимости от эффективных главных напряжений и ориентации плоскости разлома относительно поля напряжений. Эффективное напряжение сдвига и эффективное нормальное напряжение определяются уравнениями

$$\tau = a_{11}a_{12}\sigma_1 + a_{12}a_{22}\sigma_2 + a_{13}a_{23}\sigma_3, \tag{5.7}$$

$$\sigma_n = a_{11}^2\sigma_1 + a_{12}^2\sigma_2 + a_{13}^2\sigma_3, \tag{5.8}$$

где a_{ij} — направляющие косинусы [Jaeger, Cook, 1971]:

$$A = \begin{bmatrix} \cos\gamma\cos\lambda & \cos\gamma\sin\lambda & -\sin\gamma \\ -\sin\lambda & \cos\lambda & 0 \\ \sin\gamma\cos\lambda & \sin\gamma\sin\lambda & \cos\gamma \end{bmatrix}, \tag{5.9}$$

здесь γ — угол между нормалью к разлому и S_3, а λ — угол между проекцией простирания разлома и S_1 в плоскости S_1–S_2.

Альтернативно можно определить напряжение сдвига и нормальное напряжение с помощью трансформации тензора. Если главные напряжения на глубине

представлены в виде

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{bmatrix}$$

мы можем выразить напряжения в географической координатной системе с трансформацией:

$$\mathbf{S}_g = \mathbf{R}_1' \mathbf{S} \mathbf{R}_1, \tag{5.10}$$

где

$$R_1 = \begin{bmatrix} \cos a \cos b & \sin a \cos b & -\sin b \\ \cos a \sin b \sin c - \sin a \cos c & \sin a \sin b \sin c + \cos a \cos c & \cos b \sin c \\ \cos a \sin b \cos c + \sin a \sin c & \sin a \sin b \cos c - \cos a \sin a & \cos b \cos c \end{bmatrix}. \tag{5.11}$$

Углы (вращения) Эйлера определяют систему координат напряжений в значениях географических координат по уравнениям

$$\begin{aligned} a &= \text{направление } S_1, \\ b &= -\text{падение } S_1, \\ c &= \text{угол наклона } S_2, \end{aligned}$$

однако если S_1 вертикально (сбросовый режим), эти углы определяются как

$$\begin{aligned} a &= \text{направление } S_{\text{Hmax}} - \pi/2, \\ b &= -\text{направление } S_1, \\ c &= 0. \end{aligned}$$

Использование географической координатной системы позволяет проецировать тензор напряжений на произвольно ориентированную плоскость разлома. Для расчета тензора напряжений в координатной системе плоскости разлома S_f мы опять используем принципы трансформации тензора:

$$\mathbf{S}_f = \mathbf{R}_2 \mathbf{S}_g \mathbf{R}_2', \tag{5.12}$$

где

$$\mathbf{R}_2 = \begin{bmatrix} \cos(\text{про}) & \sin(\text{про}) & 0 \\ \sin(\text{про}) \cos(\text{пад}) & -\cos(\text{про}) \cos(\text{пад}) & -\sin(\text{пад}) \\ -\sin(\text{про}) \sin(\text{пад}) & \cos(\text{про}) \sin(\text{пад}) & -\cos(\text{пад}) \end{bmatrix}, \tag{5.13}$$

про — линия простирания разрыва, пад — линия падения разрыва. Напряжение сдвига τ, которое действует в направлении смещения в плоскости разлома, и нормальное напряжение S_n определяются уравнениями

$$\tau = S_r(3,1), \tag{5.14}$$

$$\mathbf{S}_n = S_f(3,3), \tag{5.15}$$

где

$$\mathbf{S}_r = \mathbf{R}_3 \mathbf{S}_f \mathbf{R}_3' \tag{5.16}$$

и

$$\mathbf{R}_3 = \begin{bmatrix} \cos(\text{в_см}) & \sin(\text{в_см}) & 0 \\ -\sin(\text{в_см}) & \cos(\text{в_см}) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \tag{5.17}$$

Здесь угол наклона вектора смещения (в_см) определяется уравнением

$$\text{в_см} = \operatorname{arctg}\left(\frac{S_f(3,2)}{S_f(3,1)}\right), \tag{5.18a}$$

если $S_f(3,2) > 0$ и $S_f(3,1) > 0$ или $S_f(3,2) > 0$ и $S_f(3,1) < 0$; альтернативно

$$\text{в_см} = 180^\circ - \operatorname{arctg}\left(\frac{S_f(3,2)}{-S_f(3,1)}\right), \tag{5.18b}$$

если $S_f(3,2) < 0$ и $S_f(3,1) > 0$, или

$$\text{в_см} = \operatorname{arctg}\left(\frac{-S_f(3,2)}{-S_f(3,1)}\right) - 180^\circ, \tag{5.18c}$$

если $S_f(3,2) < 0$ и $S_f(3,1) < 0$.

Для иллюстрации этих принципов на реальных данных на рис. 5.10 показана стереограмма, представляющая по имиджу скважинного телевизора 1688 разломов в кристаллических породах исследовательской скважины в Каджон-Пасс, в интервале глубин 1 750–3 500 м [Barton, Zoback, 1992]. Напряжение сдвига и нормальное напряжение были вычислены на основе уравнений (5.14) и (5.15) с величиной и ориентацией тензора напряжений из работы [Zoback, Healy, 1992]. Мы можем затем представить напряжение сдвига и нормальное напряжение на каждой плоскости в виде трехмерных кругов Мора, по аналогии с рис. 5.9, а. В связи с вариациями величин напряжений на данном интервале глубин, мы применили нормализацию диаграмм Мора вертикальным напряжением S_{v}. Как представлено, большинство разломов являются неактивными при текущем поле напряжений. Как и в гранитах мелового возраста, расположенных всего в 4 км от разлома Сан-Андреас, в этих породах за прошедшие десятки миллионов лет возникло множество разломов. Однако многие из разломов ориентированы так, что отношение напряжения сдвига к нормальному напряжению находится в интервале 0,6–0,9. Это активные разломы, которые в контексте модели, показанной на рис. 4.24, в, г, являются критически напряженными и ограничивают величины главных напряжений. В главе 12 мы покажем, является ли разлом активным или неактивным при текущем поле напряжений, определяя, является ли он гидравлически проводимым (проницаемым).

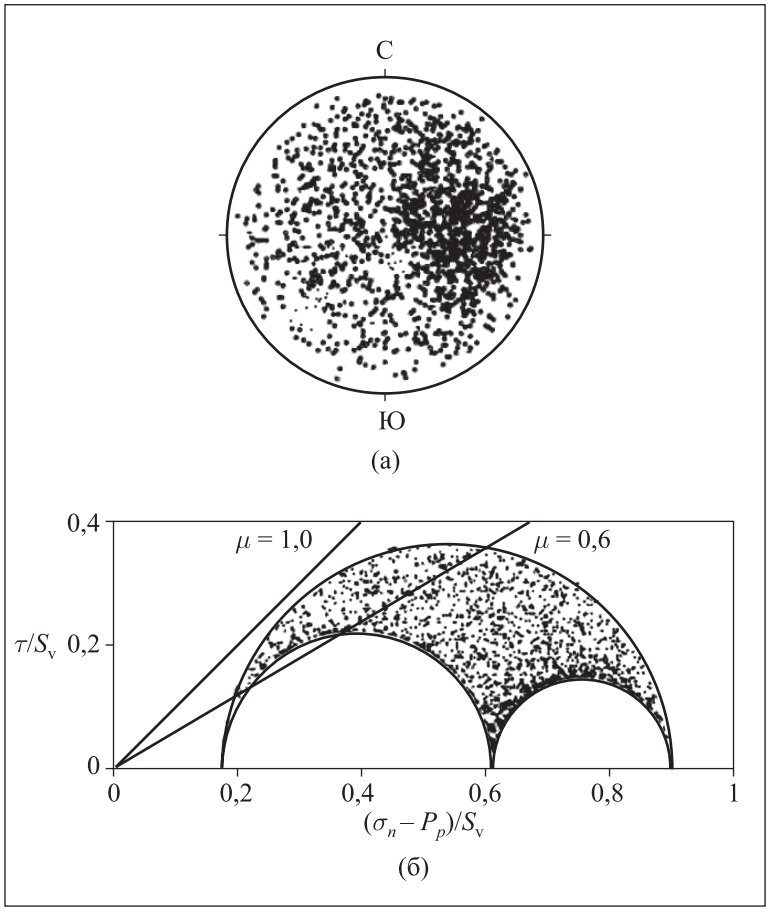


Рис. 5.10. (а) Стереографическое представление данных по разломам, полученных при анализе данных скважинного имиджера в сильнотрещиноватых гранитных породах исследовательской скважины Каджон-Пасс в интервале глубин 1 750–3 500 м [Barton, Zoback, 1992]. (б) Представление этих же данных, нормализованных по величине вертикального напряжения, в виде трехмерной диаграммы Мора. Здесь видно, что многие трещины являются критически напряженными, однако большинство трещин не являются таковыми и отражают геологическую историю пород [Barton, Zoback, 1995]

Фокальные механизмы землетрясений

В сейсмически активных регионах важная информация о поле напряжений может быть получена с помощью фокального механизма землетрясений (иначе эта методика называется определением плоскостей разломов). *Сферы*, показанные на рис. 1.2 и 5.1, соответствуют сбросовому, сдвиговому и надвиговому режимам напряжений и основаны на моделях сейсмических волн, генерируемых в результате смещения по разломам. Хорошее описание фокального механизма землетрясений для ознакомления дано в работе [Fowler, 1990].

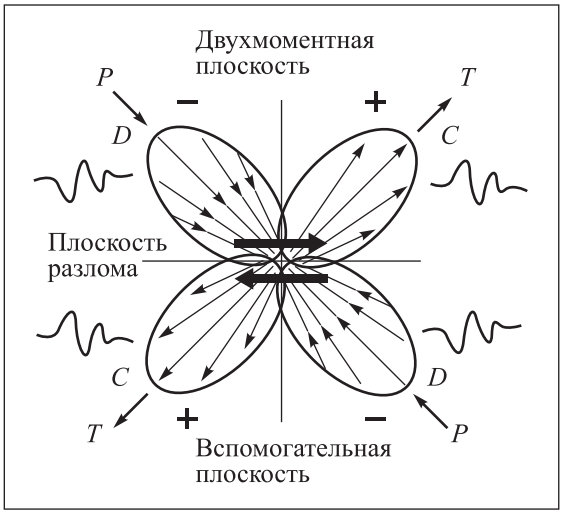
Для упрощения рассмотрим правостороннее смещение по вертикальному разлому с простиранием восток-запад на поверхности полусферы (рис. 5.11, а). Когда разлом смещается, Р-волны (продольные) генерируются с положительной и отрицательной полярностью, что отражено на симметричных квадрантах сжатия и растяжения. Четыре лепестка на схеме соответствуют вариациям амплитуды волн по направлению распространения относительно плоскости разлома. Отмечается, что амплитуда Р-волн равна нулю в направлениях, параллельных и перпендикулярных плоскости разлома, такие плоскости определяются как *узловые* (неподвижные). Если имеются сейсмометры, распределенные по поверхности этого полупространства, ориентация двух узловых плоскостей и направление движений на плоскости могут быть определены картированием полярности первых вступлений волн от землетрясений. Таким образом, в показанном идеализированном случае, данные от ряда сейсмометров, распределенных по поверхности полупространства, могут использоваться для определения плоскости разлома и для установления факта, что правостороннее смещение проходило именно по этой плоскости. В данном случае, однако, присутствует неопределенность в ориентации плоскости разлома (90°): левостороннее смещение по плоскости разлома с ориентацией север-юг создает картину сейсмических волн аналогичную той, что возникает при правостороннем смещении по плоскости с простиранием восток-запад. Таким образом, механизм фокальных плоскостей землетрясений включает в себя две ортогональные узловые плоскости, одна из которых является плоскостью разлома, а другая определяется как вспомогательная плоскость. При отсутствии дополнительных данных (например, совпадение гипоцентров землетрясений с положением известных разломов) невозможно определить, которая из двух плоскостей действительно является разломом.

Реальные землетрясения более сложны для рассмотрения по нескольким причинам. Прежде всего, они обычно происходят на глубинах, а значит, распространение сейсмических волн происходит во всех направлениях; достаточно общим является процесс погружения, сопровождающий образование разломов в режимах типа сдвиг, надвиг или сброс (или комбинация сдвига со сбросом или сдвига с надвигом). Схема на рис. 5.11, б представляет разрез, иллюстрирующий модель генерации сейсмических волн для погружающегося разлома типа сброс. Для построения воображаемой сферы вокруг гипоцентра мы можем изобразить модель генерации на нижней полусфере стереографической проекции (рис. 5.11, в) в виде фигуры, похожей на *сферу*, где квадранты сжатия представлены темными тонами, а квадранты растяжения — белыми. Таким образом, для случая, представленного на рис. 5.11, в, мы знаем по вступлениям волн растяжения в центре фигуры, что это был сброс. Для определения плоскостей разлома ось P делит квадрант растяжения, ось T делит квадрант сжатия, и ось B ортогональна к P и T. В данном простом случае ориентация двух узловых плоскостей имеет направление север-юг, но информация о восточном падении плоскости разлома требует дополнительных данных, перечисленных выше. Конечно, если сей-

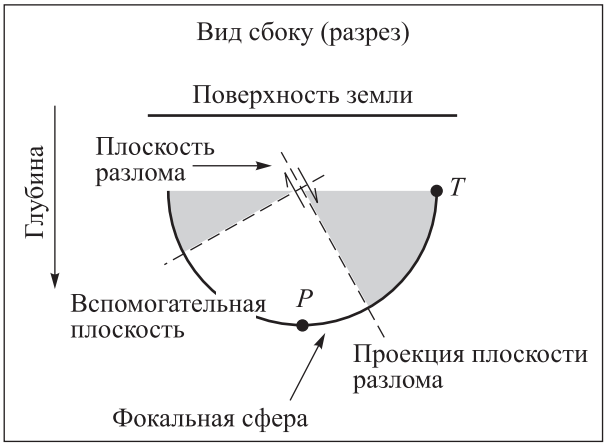
смические волны регистрируются небольшим числом сейсмографов, плоскости фокального механизма будут построены с недостаточным обоснованием, равно как и оси P и T. Несмотря на это, как рассматривается более детально в главе 9 (и показано на карте напряжений, представленной в главе 1), фокальный механизм землетрясений оказывается полезным для определения типа образуемых разломов и приблизительного направления главных напряжений (см. ниже).

Фокальные механизмы землетрясений, соответствующие разломам типа сброс, сдвиг и надвиг, приведены на рис. 5.1. Отметим, что система разломов сдвига находится под углом 30° с любой стороны от направления максимального горизонтального напряжения, так что фокальный механизм позволяет определить ортогональные узловые плоскости, одна из которых является разломом. Изначально фокальный механизм землетрясений был инструментом представления теории тектоники плит, он демонстрировал, что разломы типа сброс возникли вдоль срединно-океанического хребта, в условиях расширения, а соответствующее направление латеральных смещений встречается на трансформирующихся разломах [Stein, Klosko, 2002].

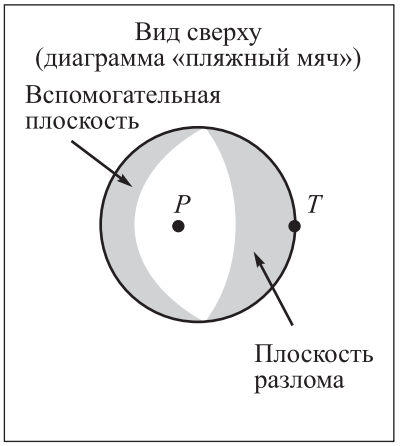
В отношении ориентации напряжений в пластовых условиях следует отметить, что преимущества применения данных фокальных механизмов землетрясений для картирования полей напряжений достаточно очевидны: землетрясения генерируются деформациями, вызванными напряжениями на средних глубинах земной коры, они вовлекают относительно большой объем пород и, благодаря продолжающемуся развитию региональных и локальных сетей сейсмостанций, в настоящее время доступны более надежные данные по фокальным механизмам землетрясений, чем раньше. Однако важно помнить, что фокальные механизмы землетрясений регистрируют деформации, а не напряжения. Оси P и T, показанные на рис. 5.11, являются, по определению, биссектрисами квадрантов растяжения и сжатия. Таким образом, они не являются направлениями максимального и минимального главных напряжений (как иногда предполагается), а являются направлениями деформаций сжатия и расширения для смещения по двум возможным разломам. Так как большинство землетрясений в земной коре происходит на уже существующих разломах (вероятнее, чем в результате образования новых разломов), вектор смещения является функцией ориентации разлома, ориентации и относительных величин главных напряжений, оси P и T на фокальной плоскости непосредственно не совпадают с направлениями главных напряжений. Для объяснения в работе [Raleigh, Healy, 1972] было показано, что если узловая плоскость соответствует известной плоскости разлома, предпочтительно использовать не P-оси плоскости фокального механизма, а угол между максимальным горизонтальным напряжением и плоскостью разлома, определенный коэффициентом трения пород. В связи с тем, что коэффициент трения многих пород приблизительно равен $0{,}6$, предполагается [Raleigh, Healy, 1972], что ожидаемый угол между плоскостью разлома и направлением максимального главного напряжения будет составлять около 30°. К сожалению, для землетрясений внутри плит



(а)



(б)



(в)

Рис. 5.11. (а) Схема действия фокального механизма землетрясений, основанная на модели генерации сейсмических волн и пары сил, вызывающих землетрясение. Показано правостороннее смещение по вертикальному разлому с простиранием восток-запад, пересекающее полупространство. Полярность P-волн определяет квадранты сжатия и растяжения. (б) Разрез узловых плоскостей, модель генерации сейсмических волн, оси P и T, связанные со сбросом восточного падения. Модель генерации волн неоднозначно отделяет плоскость разлома от вспомогательной плоскости. (в) Представление фокального механизма сброса в виде нижней полусферы стереограммы

(наиболее интересных), обычно не известно, какая фокальная плоскость соответствует плоскости разлома. Несмотря на это, для большинстве площадей внутри плит оси P по достоверным данным механизмов фокальных плоскостей представляют хорошую аппроксимацию направления максимального горизонтально-

го напряжения, вероятно, в связи с тем, что землетрясения внутри плит не встречаются на разломах с экстремально низким трением [Zoback, Zoback, 1980, 1989] и дают индикацию относительных величин напряжений (режимы сброса, сдвига или надвига). Это вопрос более детально будет рассмотрен в главе 9.

Как отмечено в главе 1, если коэффициент трения разлома достаточно низок, направление максимального сжатия может быть везде в квадранте растяжения и P-ось может отличаться от действительного направления максимального напряжения на угол до 45° [MacKenzie, 1969]. Исследования [Zoback, Zoback, 1987] исключили такие индикаторы напряжений механизма фокальной плоскости правостороннего сдвига на разломе Сан-Андреас, как более поздние компиляции напряжений в глобальном масштабе, рассмотренные в главе 9. В случае разлома Сан-Андреас, значительный тепловой поток наблюдался в непосредственной близости от разлома, показывая отсутствие доказательств генерации тепла трением [Lachenbruch, Sass, 1992] и наличие ограничений среднего напряжения сдвига, действующего на разлом на глубинах около 15 км, величиной до 200 бар, приблизительно в 5 раз ниже уровня напряжений, предсказанного критерием Кулона, при предположении гидростатического порового давления на глубине и применении коэффициента трения около 0,6, полученного в лабораторных условиях. Данные по ориентации напряжений около разлома Сан-Андреас также предполагают низкие рассчитанные напряжения сдвига по разлому на глубине [Mount, Suppe, 1987; Zoback, Zoback, 1987; Hickman, 1991; Lachenbruch, Sass, 1992; Townend, Zoback, 2001; Hickman, Zoback, 2004; Boness, Zoback, 2006].

Для оптимизации использования данных механизма фокальных плоскостей при определении ориентации напряжений необходимо обратить внимание на все этапы геологической истории в данном регионе и использовать среднее направление осей P как направление максимального горизонтального напряжения или, предпочтительно, формально обработать группу механизмов фокальных плоскостей для определения ориентации и относительных величин тензора главных напряжений [Angelier, 1979, 1984; Gephart, Forsyth, 1984; Gephart, 1990; Michael, 1987].

На рис. 5.12 представлена карта направлений S_{Hmax} на площади, показанной на рис. 5.8. Линии со стрелками, направленными внутрь, получены по вывалам стенок скважин (главы 6 и 9), а линии с кругом в центре показывают оси P фокальных механизмов надвига. Для смещения по чистому надвигу горизонтальная проекция оси P в достаточной степени соответствует направлению S_{Hmax}: проекция оси P на горизонтальную плоскость будет такой же, как направление S_{Hmax}, несмотря на выбор узловой плоскости или коэффициента трения разлома. Направление S_{Hmax}, показанное темными стрелками, было получено в результате обработки механизмов фокальных плоскостей землетрясений на площади, выделенной прямоугольником [Finkbeiner, 1998]. Отмечается, что это направление достаточно хорошо совпадает с ориентацией напряжений, определенной на основе данных, полученных по скважинам A–D, вывалам по другим скважинам

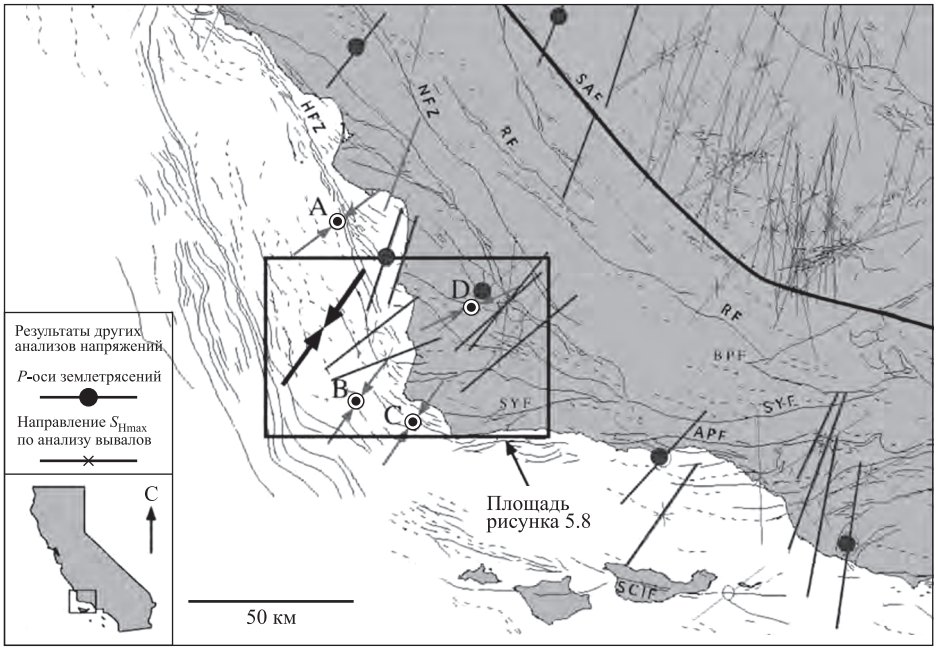


Рис. 5.12. Карта напряжений (направлений S_{Hmax}) на площади Пойнт-Аргуэльо в западной Калифорнии [Finkbeiner, Barton, 1997]. Фокальные механизмы землетрясений (внутри площади, выделенной прямоугольником] были обработаны по технологии Gephart (1990) для получения направления S_{Hmax}, показанного темными стрелками. Направления S_{Hmax} по данным изучения вывалов на стенках скважин с помощью скважинных имиджеров показаны для скважин A–D и рассмотрены в тексте. Оси P фокальных механизмов надвига показаны линиями с точкой в центре

и механизмам фокальных плоскостей землетрясений. При разломах типа надвиг направление S_{Hmax} меньше зависит от неопределенности коэффициента трения разлома.

Часть II

Определение ориентации и измерение величин напряжений

Глава 6

Разрушения сжатия и растяжения на стенках вертикальных скважин

Главной темой, рассматриваемой в данной главе, является взаимосвязь напряжений, действующих в массиве горных пород, прочности породы и разрушений сжатия и растяжения, которые являются следствием образования локальных областей концентрации напряжений вокруг ствола скважины. Для определения механизма разрушения сначала будем рассматривать только вертикальные скважины, пробуренные параллельно направлению действия вертикального напряжения S_{v}. Для описания таких разрушений нам потребуется относительно простой математический аппарат. Обобщение предлагаемого подхода для случая наклонной скважины произвольной ориентации в поле напряжений рассмотрим далее в главе 8.

Концентрация напряжений по стволу скважины зависит от ориентации скважины относительно направлений действия главных напряжений и изменяется с расстоянием от стенки скважины. Очевидно, что поведение породы в действующем поле напряжений зависит как от самих напряжений, так и от прочности породы. Как будет показано в главе 7, точные данные, касающиеся обрушения стенок скважины (хорошо интерпретируемые по показаниям имиджеров, как рассматривалось в главе 5), позволяют оценить величину и направление напряжений, действующих в массиве горных пород. В некоторых случаях есть возможность получить прямую информацию о прочности породы в пластовых условиях.

Концентрация напряжений вокруг ствола скважины может привести к разрушениям, вызванным действием сжимающих напряжений, — вывалам, а также к разрушениям, вызванным действием растягивающих напряжений, — трещинам. Небольшие вывалы встречаются достаточно часто и позволяют получить информацию о величине и ориентации напряжений. Стоит заметить, что интенсивный обвал стенки скважины приводит к серьезным осложнениям при бурении, вплоть до абсолютной непроходимости интервала. Методы устранения подобных проблем будут подробно рассмотрены в главе 10.

Образование трещин в вертикальных скважинах обычно означает, что существует значительная разница между минимальным и максимальным главными горизонтальными напряжениями (S_{Hmax} и S_{hmin}). Как будет показано ниже, на формирование трещин растяжения влияют высокая плотность бурового раствора и охлаждение стенок скважин. Процесс возникновения трещин растяже-

ния является важным для понимания механизма гидроразрыва пласта [Hubbert, Willis, 1957; Haimson, Fairhurst, 1967]. Однако *гидроразрыв* отличается от трещин растяжения, возникающих в процессе бурения, тем, что трещины гидроразрыва распространяются в *ранее не нарушенную механическим воздействием область пласта*, а техногенные трещины образуются на стенке скважины в результате наличия зон концентрации напряжений вокруг ствола скважины. В главе 7 мы рассмотрим важность техногенных трещин, возникающих в процессе бурения, как источника информации об ориентации и величине напряжения (аналогично тому, как гидроразрыв дает информацию о величине минимального главного напряжения). Конечно, гидроразрыв может произойти во время бурения (из-за чрезмерно высокого веса бурового раствора) и привести к потере циркуляции. Это другая серьезная проблема во время бурения, особенно в пластах с повышенным поровым давлением. Возможные варианты предотвращения потери циркуляции во время бурения на площадях с повышенным поровым давлением рассматриваются в главе 8.

В следующей части данной главы мы рассмотрим концепцию концентрации напряжений вокруг ствола вертикальной скважины: как эта концентрация напряжений может привести к разрушениям сжатия и растяжения на стенках скважин и как такие разрушения используются для определения ориентации главных горизонтальных напряжений в пластовых условиях. Большая часть данных по ориентации напряжений, представленная в данной книге и, в частности, на картах в главе 1 (а также используемая в проекте карты мировых напряжений [Zoback, 1992]), получена на основе информации о разрушении стволов скважин и фокальных механизмах землетрясений, поэтому для картирования поля напряжений внутри плит (после определения вывалов и вызванных бурением трещин растяжения в первой части настоящей главы) мы рассмотрим критерий качественного ранжирования [Zoback, Zoback, 1989, 1991].

Далее мы расширим тему о разрушениях при растягивающих напряжениях и перейдем к рассмотрению образования трещин гидроразрыва и определению величины минимальных горизонтальных напряжений S_3 по данным, получаемым в ходе гидроразрыва или расширенного теста на утечку в точках посадки колонн. Так как при сбросовом и сдвиговом режимах напряжений $S_3 = S_{\mathrm{hmin}}$ (наиболее распространенные режимы во всем мире), оценка величины S_{hmin} является критически важной для определения полного тензора напряжений. Поровое давление, относящееся к факторам, влияющим на процесс ГРП, может быть непосредственно замерено на основе технологий, описанных в главе 2. Если известно направление главных горизонтальных напряжений, полученных по данным разрушения стенок скважин, и величины S_{hmin}, то для определения полного тензора напряжений требуется только величина S_{Hmax}. В главах 7 и 8 мы рассмотрим определение величины S_{Hmax} на основе использования данных разрушения стенок скважин с независимым определением величин S_{v}, P_p и S_{hmin}. Чтобы заложить основу для этих расчетов, в данной главе мы предположим,

что на формирование трещин растяжения и вывалов, возникающих при бурении, влияют термические эффекты и избыточная плотность бурового раствора.

Понимание механизма разрушений сжатия необходимо для оценки устойчивости ствола скважины (глава 10); в конце данной главы мы кратко рассмотрим ряд других процессов, которые влияют на разрушение сжатия вокруг скважин, в том числе случаи, в которых плоскости ослабления порождают анизотропию прочностных свойств (глава 4). Также кратко коснемся вопроса формирования разрушения сжатия, когда поведение породы описывается по упругопластическому закону (глава 3), без применения теории прочности материалов, используемой в большей части данной книги. Отметим, что такой подход чаще всего применяется при бурении в слабоцементированных песчаниках.

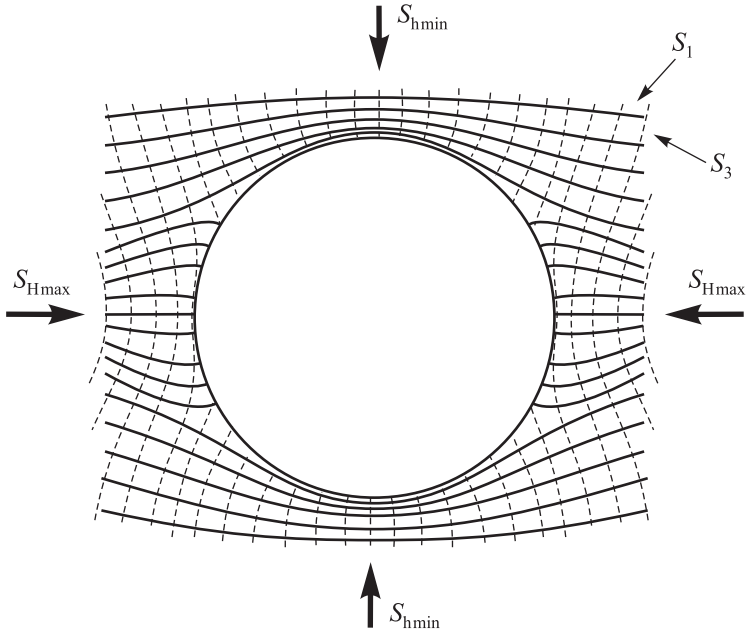


Рис. 6.1. Траектории главных напряжений вокруг цилиндрического отверстия в плоском поле напряжений, основанные на решении уравнений Кирша [Kirsch, 1898]. Заметим, что стенка скважины представляет собой свободную от давления бурового раствора поверхность, а траектории главных напряжений параллельны или направлены по нормали к ней. Местам вывалов соответствуют области, где траектории максимальных сжимающих напряжений сходятся (азимут S_{hmin} в случае вертикальной скважины)

В заключение мы немного выйдем за рамки геомеханики и рассмотрим вопрос о разрушении стенок скважин как результат химического дисбаланса между буровым раствором и водой в порах пород, содержащих химически активные глины.

Концентрация напряжений вокруг цилиндрического отверстия и разрушение стенок скважин

Концентрация напряжений вокруг ствола вертикальной скважины, пробуренной параллельно вертикальному главному напряжению S_{v} в упругой изотропной среде, описывается уравнениями Кирша [Kirsch, 1898; Jaeger, Cook, 1979]. Как показано на рисунке 6.1 (из оригинальной работы Кирша), образование цилиндрического отверстия (скважины) в ненарушенной породе влияет на напряженное состояние в некоторой области, в результате чего траектории напряжений перераспределяются параллельно и перпендикулярно стенке ствола скважины. Поскольку свойства породы в прискважинной зоне значительно отличаются от свойств ненарушенной горной породы, в областях концентрации касательных напряжений происходит разрушение. Другими словами, противодействующая внутри скважины сила резко уменьшается, что из-за особенностей сечения приводит к образованию областей концентрации напряжений. Как показано на рисунке 6.1, в направлении главных горизонтальных напряжений возникают возмущенные области, которые можно представить в виде приведенного семейства кривых S_1 и S_2. Показано, что в направлении минимального горизонтального напряжения возникает область сжатия, а в направлении максимального горизонтального напряжения — область растяжения.

Математически изменение эффективных напряжений вокруг вертикальной скважины (в зависимости от расстояния от ствола) описывается компонентами тензора напряжений в цилиндрической системе координат:

$$\sigma_{rr} = \frac{1}{2}(S_{\mathrm{Hmax}} + S_{\mathrm{hmin}} - 2P_0)\left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \\ + \frac{1}{2}(S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{hmin}})\left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4}\right)\cos 2\theta + \frac{P_0 R^2}{r^2}, \qquad (6.1)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{1}{2}(S_{\mathrm{Hmax}} + S_{\mathrm{hmin}} - 2P_0)\left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) - \\ - \frac{1}{2}(S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{hmin}})\left(1 + \frac{3R^4}{r^4}\right)\cos 2\theta - \frac{P_0 R^2}{r^2} - \sigma^{\Delta T}, \qquad (6.2)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{1}{2}(S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{hmin}})\left(1 + \frac{2R^2}{r^2} - \frac{3R^4}{r^4}\right)\sin 2\theta, \qquad (6.3)$$

где θ — угол между ориентацией ствола скважины и азимутом S_{Hmax}, ΔP — разница между весом бурового раствора в скважине и значением порового давления P_0, а величина $\sigma^{\Delta T}$ представляет температурные напряжения, возникающие из-за обозначаемой как ΔT разности температуры бурового раствора и температуры пласта. Это напряжение в данном случае игнорируется, но будет рассмотрено ниже. Также будет показано, что при любой значимой величине упругой анизотропии концентрация напряжений вокруг вертикальной скважины существенно не

изменяется [Lekhnitskii, 1981]. Однако, в отличие от анизотропии упругих модулей, анизотропия прочностных свойств, вызванная наличием плоскостей ослабления, может существенно сказаться на картине устойчивости ствола скважины.

На рисунке 6.2 использованы следующие параметры:

- $S_{\mathrm{Hmax}} = 900$ бар,
- S_{Hmax} ориентация 90° (восток-запад),
- $S_{\mathrm{v}} = 882$ бар (глубина 3 213 м),
- $S_{\mathrm{hmin}} = 515$ бар,
- $P_p = P_{\mathrm{mud}} = 315$ бар.

Во-первых, концентрация напряжений значительно изменяется в зависимости от положения вокруг ствола скважины и расстояния от ее стенки. Кроме того, области концентрации напряжений симметричны относительно направления главных горизонтальных напряжений. Для ориентации S_{Hmax} на рисунке 6.2, а показано, что $\sigma_{\theta\theta}$ (эффективное *кольцевое* напряжение) образует области интенсивного сжатия в направлении минимального горизонтального напряжения S_{hmin}, или 90° от направления S_{Hmax}; величина $\sigma_{\theta\theta}$ быстро уменьшается с увеличением расстояния от стенки скважины (рисунок 6.2, в), как задано уравнением (6.2). Отметим, что в радиальном направлении (примерно равном $1{,}5$ радиуса скважины) величина $\sigma_{\theta\theta}$ приблизительно на $50\,\%$ больше величины σ_{Hmax} (585 бар), в то время как на стенке скважины она в три раза больше.

Из-за разницы величин главных горизонтальных напряжений S_{Hmax} и S_{hmin} кольцевое напряжение в направлении S_{Hmax} близко к нулю (уравнение (6.2)). Ввиду низкой прочности на растяжение для горных пород (подробнее в главе 4), стенка скважины при таких условиях подвержена растяжению [Aadnoy, 1990; Moos, Zoback, 1990]. В направлении S_{Hmax} кольцевое напряжение быстро увеличивается с увеличением расстояния от стенки скважины. На рисунке 6.2, б показано, что при $r = 1{,}5R$ величина $\sigma_{\theta\theta}$ слегка больше величины σ_{hmin} в дальней зоне, которая будет эквивалентна величине $S_{\mathrm{hmin}} - P_p = 200$ бар ($= 515 - -315$ бар). Следовательно, вызванные бурением трещины растяжения на стенках ограничены по глубине и расположены очень близко (от нескольких миллиметров до одного сантиметра) к стенкам скважин [Brudy, Zoback, 1999], пока давление в скважине не будет достаточным для дальнейшего простирания трещин от стенок скважин, как при гидроразрыве (см. ниже).

Отмечается, что компоненты тензора напряжений, описанные уравнениями (6.1)–(6.3), не зависят от упругих модулей. По этой причине характер концентрации напряжений не изменяется в зависимости от типа рассматриваемой породы. Кроме того, концентрация напряжений вокруг скважины не зависит от радиуса скважины (R).

Самая высокая концентрация напряжений наблюдается на стенках скважины, и поэтому они являются местом возникновения разрушений сжатия и растяжения. Рисунок 6.3, а иллюстрирует изменения величин $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{zz} и σ_{rr} на стенке

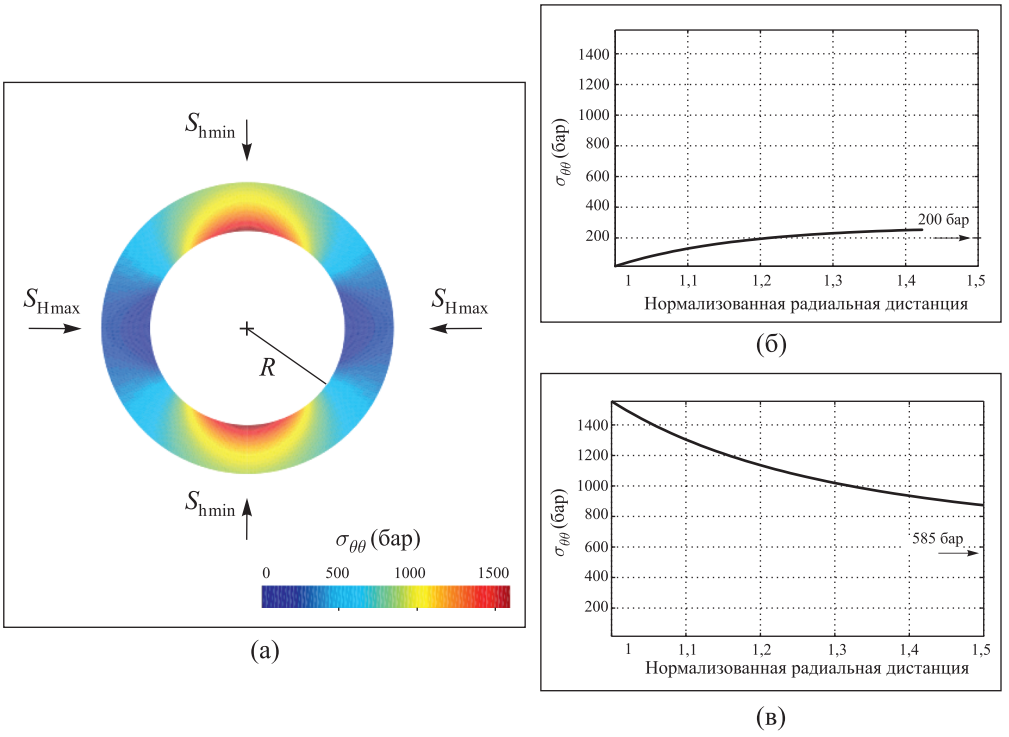


Рис. 6.2. (а) Изменение эффективного кольцевого напряжения $\sigma_{\theta\theta}$ вокруг вертикальной скважины радиусом R при действии S_{Hmax} в направлении восток-запад. Отметим, что значение $\sigma_{\theta\theta}$ сильно изменяется в зависимости от положения вокруг скважины и расстояния от ее стенки. Используемые для вычислений величины напряжений и порового давления описаны в тексте. (б) Зависимость $\sigma_{\theta\theta}$ от нормализованной дистанции r/R (от стенки скважины в точке минимального горизонтального сжатия вокруг ствола, по азимуту S_{Hmax}). На стенке скважины значение $\sigma_{\theta\theta}$ близко к нулю. При $r/R = 1{,}5$ кольцевое напряжение немного больше, чем эффективное напряжение σ_{hmin} в удаленной области (таким оставалось бы напряжение в данной точке при отсутствии скважины). (с) Зависимость величины $\sigma_{\theta\theta}$ от нормализованной дистанции r/R (от стенки скважины в точке максимального горизонтального сжатия вокруг ствола, по азимуту S_{hmin}). На стенке скважины значение $\sigma_{\theta\theta}$ существенно превышает значения S_{Hmax} и S_{hmin} (в соответствии с уравнением (6.2)). При $r/R = 1{,}5$ кольцевое напряжение приблизительно на 30 % больше, чем эффективное напряжение σ_{Hmax} в удаленной области (таким оставалось бы напряжение в данной точке при отсутствии скважины)

скважины для того же поля напряжений, что и на рисунке 6.2. Наибольшие изменения в зависимости от положения вокруг ствола скважины характерны для значений $\sigma_{\theta\theta}$. Величина σ_{zz} изменяется аналогичным образом, но с меньшей интенсивностью. Средняя величина $\sigma_{zz} = 567$ бар, такая же, как вертикальное эффективное напряжение в удаленной области ($882 - 315$ бар). На рисунках 6.2, а и 6.3, а заметно, что сжимающие разрушения стенок скважин чаще всего наблюдаются на участке максимального кольцевого напряжения (по азимуту S_{hmin}),

если концентрация напряжений превышает прочность пород [Bell, Gough, 1979; Zoback, Moos, 1985]. Зона разрушения сжатия вокруг ствола скважины показана на рисунке 6.3, в, при условии применения критерия разрушения Мора – Кулона, $C_0 = 450$ бар и $\mu_i = 1{,}0$. Концентрация напряжений превышает прочность породы везде внутри контурных линий, показанных на рисунке 6.3, в, на противоположных сторонах ствола. Вывалы имеют конечную ширину, w_{BO}, интервал разрушенных пород вокруг ствола скважины с одной стороны и начальную глубину, которые зависят от прочности пород и заданного напряженного состояния [Zoback, Moos, 1985]. Цветовая шкала на рисунке 6.3, в указывает на прочность пород, требуемую для предотвращения разрушений: горячие цвета соответствуют высокой прочности на разрушение, а холодные цвета означают, что даже породы с низкой прочностью не будут разрушаться (по причине низкой концентрации напряжений). Контурные линии представляют границу между зонами, где концентрация напряжений превышает (или не превышает) прочность, как определено выше.

Для объяснения причин, по которым вывалы и трещины на стенке скважины являются хорошими индикаторами направлений напряжений в удаленной области, упростим уравнения (6.1)–(6.3) для напряжений, действующих прямо на контур стенки скважины, путем подстановки $r = R$. В этом случае эффективное кольцевое напряжение и радиальное напряжение на стенке скважины определяются следующими уравнениями:

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{\mathrm{hmin}} + S_{\mathrm{Hmax}} - 2(S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{hmin}})\cos 2\theta - 2P_0 - \Delta P - \sigma^{\Delta T}, \qquad (6.4)$$

$$\sigma_{rr} = \Delta P, \qquad (6.5)$$

где ΔP — разница между давлением в скважине (вес раствора, P_m) и поровым давлением, а θ — угол, измеренный от азимута S_{Hmax}. Эффективное напряжение, действующее параллельно оси скважины, запишем в виде

$$\sigma_{zz} = S_{\mathrm{v}} - 2\nu(S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{hmin}})\cos 2\theta - P_0 - \sigma^{\Delta T}, \qquad (6.6)$$

где ν — коэффициент Пуассона. В точке минимального сжатия вокруг ствола скважины (параллельно S_{Hmax}) при θ, равном 90° и 270°, уравнение (6.4) принимает вид

$$\sigma_{\theta\theta}^{\min} = 3S_{\mathrm{hmin}} - S_{\mathrm{Hmax}} - 2P_0 - \Delta P - \sigma^{\Delta T}, \qquad (6.7)$$

а в точке максимальной концентрации напряжений вокруг ствола скважины (параллельно S_{hmin}) при θ, равном 0° и 180°,

$$\sigma_{\theta\theta}^{\max} = 3S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{hmin}} - 2P_0 - \Delta P - \sigma^{\Delta T}; \qquad (6.8)$$

таким образом, разница между ними составит

$$\sigma_{\theta\theta}^{\max} - \sigma_{\theta\theta}^{\min} = 4(S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{hmin}}), \qquad (6.9)$$

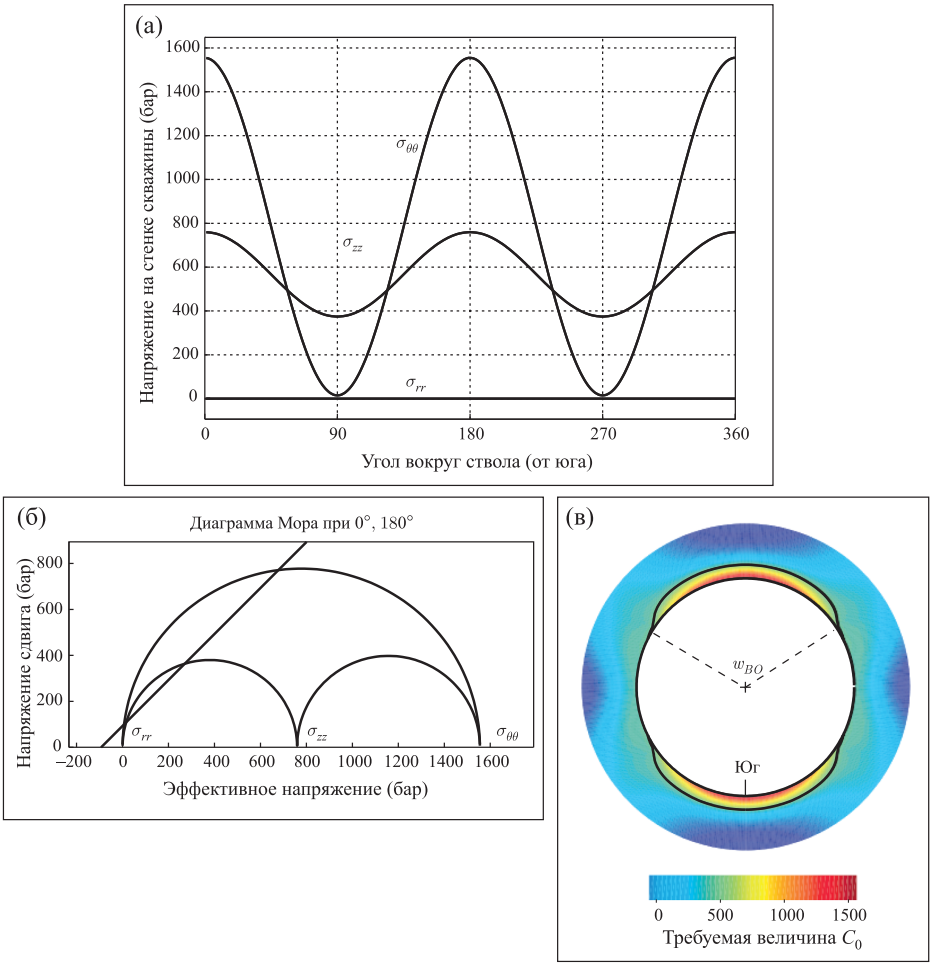


Рис. 6.3. (а) Изменение эффективных главных напряжений $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{rr} и σ_{zz} вокруг ствола вертикальной скважины в зависимости от азимута. Величины напряжений в удаленной области и поровое давление использованы те же, как при расчете, представленном на рисунке 6.2. Как рассмотрено в тексте, изменения $\sigma_{\theta\theta}$ вокруг ствола скважины в четыре раза больше разности между S_{Hmax} и S_{hmin} в удаленной области (уравнение (6.9)). Так как вес бурового раствора принят равным поровому давлению, $\sigma_{rr} = 0$, величина σ_{zz} изменяется вокруг ствола скважины аналогично величине $\sigma_{\theta\theta}$, но без значительных вариаций в значениях. (б) Три главных напряжения на стенке скважины в точке максимальных концентраций ($\theta = 0°$; $180°$ от юга) представлены на трехмерной диаграмме Мора. Отмечается, что прочность пород завышена (при условии применения критерия разрушения Мора–Кулона, $C_0 = 450$ бар и $\mu_i = 1{,}0$) таким образом, что ожидается разрушение породы на стенке скважины. (в) Зона разрушения сжатия вокруг ствола скважины для принятой прочности пород указана контурной линией. Ожидаемая ширина зоны вывалов равна w_{BO}. Ожидаемые разрушения для более прочных пород приведены между контурной линией и стенкой скважины (цветовая шкала указывает на величину прочности, требуемой для предотвращения разрушения). Порода с более низкой прочностью будет иметь бóльшую зону разрушения

что соответствует амплитуде синусоидальных вариаций кольцевого напряжения вокруг ствола скважины, показанной на рисунке 6.3, а, и помогает объяснить, почему разрушения стенки скважины указывают на направления напряжений в удаленной области. Вариации напряжений вокруг ствола скважины увеличивают концентрацию напряжений в четыре раза по сравнению со значениями, получаемыми в удаленной от скважины области.

Вывалы

При рассмотрении зон разрушений сжатия (вывалов), образующихся в результате концентрации напряжений вокруг ствола скважины (рисунок 6.2), необходимо обратить внимание на то, что породы, окружающие скважину, подвергаются действию трех главных напряжений, определенных уравнениями (6.4)–(6.6). Если величины этих напряжений превышают прочность пород, то происходит разрушение. Состояние на стенке скважины в направлении действия минимального главного горизонтального напряжения S_{hmin} (это наибольшая концентрация напряжений) показано на рисунке 6.3, б при помощи трехмерной диаграммы Мора. Далее величины напряжений и напряженное состояние могут быть сопоставлены с законом разрушения. Для этого примера использовался закон разрушения Мора – Кулона, но могут быть применены другие законы разрушения, рассмотренные в главе 4. В областях максимальной концентрации напряжений вокруг скважины ($\theta = 0^\circ$, 180°), где концентрация напряжений превышает прочность пород, возможно разрушение. Таким образом, зона разрушения сжатия внутри контурной линии на рисунке 6.3, в указывает на область начала образования вывала в породе на основе использования концепции прочности материалов, введенной в главе 3. Рост вывалов после начального формирования рассматривается далее.

Наиболее надежный способ определения вывалов стенок скважин основан на применении ультразвуковых имиджеров, описанных в главе 5. Как показано на рисунке 6.4, а, на стандартной *развертке* полученного изображения вывалы выглядят как темные полосы низкой отражательной способности на противоположных сторонах скважины. Интерактивная цифровая обработка позволяет моделировать сечения скважин (как показано на рисунке 6.4, в) для наглядного представления [Barton, Tessler, 1991] и прямого определения ориентации и угла раскрытия w_{BO} вывалов. Вывалы формируются симметрично на двух сторонах скважины, но при обычном анализе данных ориентация вывалов документируется раздельно [Shamir, Zoback, 1992]. Две *нерезкие* зоны на противоположных сторонах скважины на рисунке 6.4, б также соответствуют вывалам. Это результат плохого контакта между стенкой скважины и башмаком, на котором установлена система электродов. На любой заданной глубине азимут максимального горизонтального напряжения отличается на 90° от азимутов вывалов на каждой стороне скважины. Как показано ниже, тщательный анализ вывалов в скважинах позво-

ляет получить сведения, которые обеспечивают построение профиля ориентации напряжений (иногда величин) вдоль ствола скважины.

Из приведенных выше уравнений легко заметить, если мы повышаем вес бурового раствора, то $\sigma_{\theta\theta}$ уменьшается (и σ_{rr} увеличивается) во всех точках вокруг ствола скважины. Эта взаимосвязь представлена на рисунке 6.5, а для $\Delta P = 100$ бар (в сравнении с рисунком 6.3, а). На опорной точке, на глубине 3 213 м, это эквивалентно приблизительно десятипроцентному превышению гидростатического давления. Необходимо отметить два важных факта. Во-первых, относительно разрушений сжатия: с увеличением веса бурового раствора ширина w_{BO} и глубина вывала становится меньше (пунктирные линии на рисунке 6.3). График показан на рисунке 6.5, а, и все расчеты проводились при аналогичных напряжениях и прочности породы (см. рис. 6.3, в), за исключением изменения величины P_m. Во-вторых, из-за увеличения ΔP значение $\sigma_{\theta\theta}$ уменьшается и значение σ_{rr} увеличивается так, что размер круга Мора (рисунок 6.3, б) заметно уменьшается на площади стенки скважины, подверженной наибольшему напряжению сжатия. Поэтому увеличение веса бурового раствора можно использовать как инструмент для стабилизации стволов скважин, что рассматривается в главе 10.

Трещины растяжения

Теперь рассмотрим механизм разрушения стенок скважин в процессе бурения. При увеличении ΔP и уменьшении $\sigma_{\theta\theta}$ стенки скважины могут локально подвергаться растяжению при $\theta = 90°$, $270°$, что способствует появлению трещин растяжения, вызванных бурением. Соответствующий график представлен на рисунке 6.5, а. На рисунке 6.5, б области, в которых присутствуют напряжения растяжения, располагаются по азимуту максимального горизонтального напряжения и обозначены белым цветом.

Как отмечалось выше, при нормальных условиях ожидаемая глубина техногенных трещин не превышает одного сантиметра. Таким образом, образование техногенных трещин не приводит к разрыву породы на удаленных от скважины участках (что может стать причиной потери циркуляции), за исключением ситуаций, когда вес бурового раствора превышает минимальное главное напряжение. В случае наклонных скважин наблюдается более сложная картина, рассмотренная детально в главе 8.

В связи с тем, что вызванные бурением трещины растяжения не распространяются на значительную глубину (и поэтому не оказывают существенного влияния на процесс бурения), скважинные имиджеры играют важную роль при определении. На рисунке рисунке 6.6 представлены примеры использования данных, полученных при помощи двух электрических имиджеров [Zoback, Barton, 2003]. Как предсказывалось теорией, рассмотренной выше, трещины формируются на противоположных сторонах стенки скважины (по азимуту S_{Hmax}, $90°$ от положения вывалов) и распространяются вдоль оси скважины. Как будет пока-

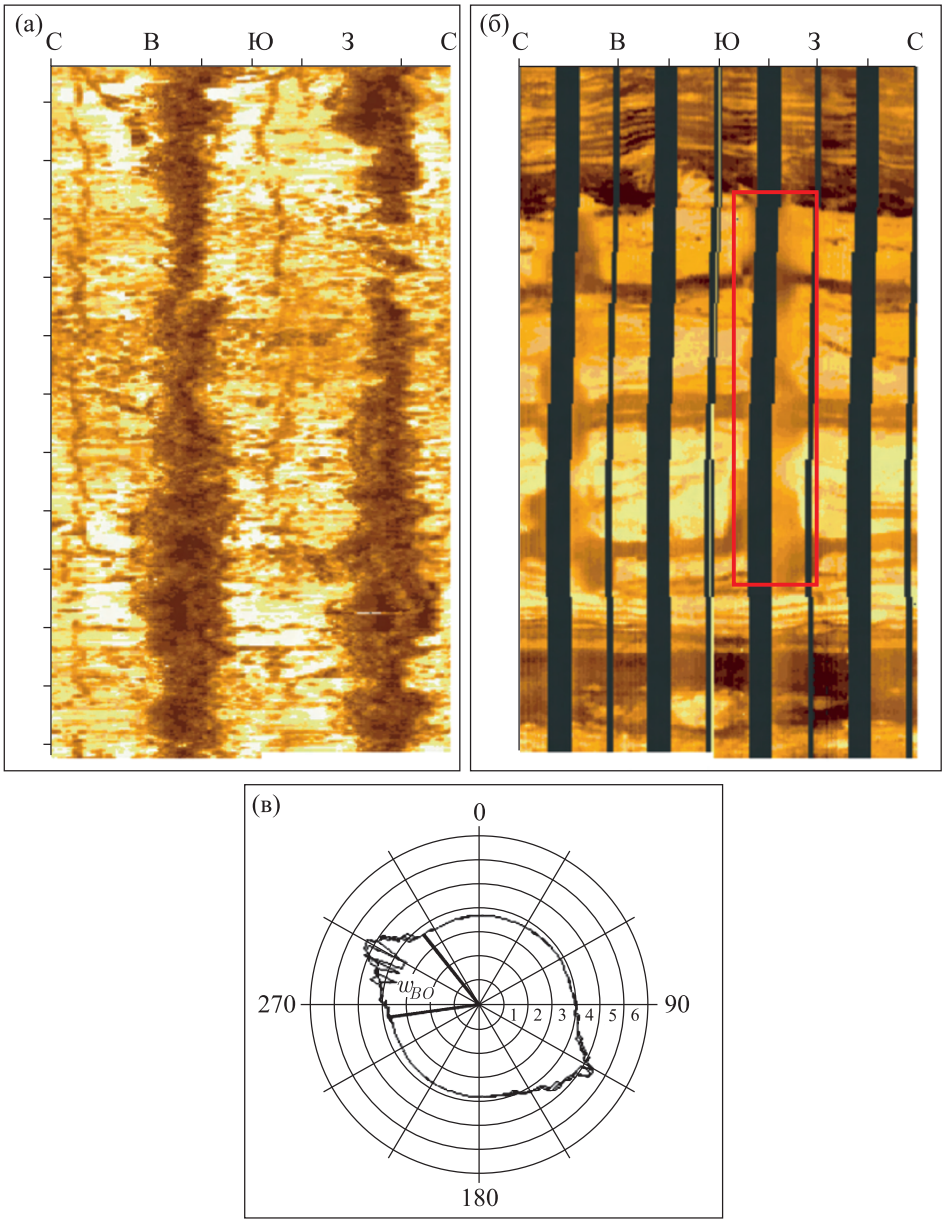


Рис. 6.4. (а) Вывалы на стенках скважин отображаются ультразвуковым скважинным телевизором в виде темных полос на каждой стороне скважины (низкоамплитудное отражение ультразвука от стенок скважин). (б) Электрический имиджер отображают вывалы в виде нерезких зон (по причине плохого контакта системы электродов на башмаках зонда в местах вывалов). (в) Сечение скважины с вывалами легко моделируется по данным скважинного телевизора, позволяющим произвести прямое определение азимута вывала и w_{BO}. На левом образе отмечаются вызванные бурением трещины растяжения, расположенные под углом 90° от азимута вывалов, как и ожидалось по уравнениям Кирша [Zoback, Barton, 2003]

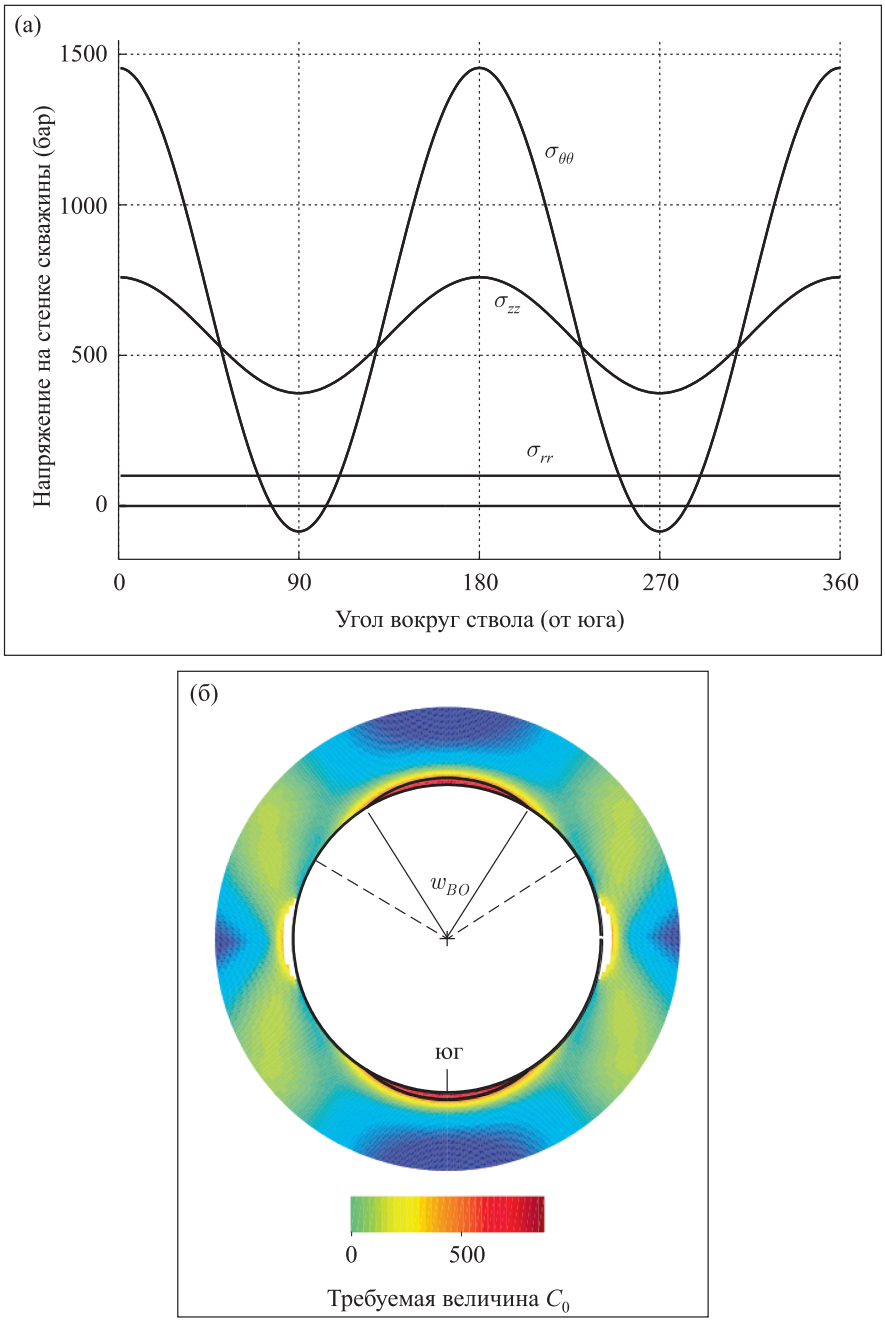


Рис. 6.5. (а) Концентрация напряжений на стенке скважины и (б) зоны разрушений сжатия вокруг ствола скважины (аналогично рисунку 6.3) при увеличении веса бурового раствора на 100 бар. На рисунке 6.3, б приведено сравнение ширины вывалов для этих двух случаев. Отметим, что при повышении веса раствора происходит значительное уменьшение размера вывалов. Белые области соответствуют участкам ствола, на которых наблюдаются напряжения растяжения

зано в главе 8, появление в процессе бурения осевых трещин растяжения является признаком того, что одно главное напряжение ориентировано параллельно оси скважины. На изображении, полученном со скважинного телевизора и представленном на рисунке 6.4, трещины растяжения на противоположных сторонах ствола скважины расположены под углом 90° от средних точек вывалов. Другими словами, в процессе бурения эта скважина одновременно подверглась сжатию и растяжению. Однако в связи с тем, что трещины растяжения не оказывают влияния на процесс бурения, а вывалы не были чрезмерно большими (см. главу 10), проблем со стабильностью ствола скважины не возникло. На рисунке 6.6, в показана ориентация напряжения S_{Hmax}, определенная по вывалам и вызванным бурением трещинам растяжения (ориентация вывалов смещена на 90°, так как они формируются по азимуту S_{hmin}). Отметим, что трещины растяжения формируются под углом 180° друг к другу на противоположных сторонах скважины, так же как и вывалы, находящиеся под углом 90° от трещин растяжения, что точно соответствует основам теории, описанной выше.

Трещины растяжения являются надежным индикатором напряжений. На рисунке 6.7 показана карта напряжений месторождения Висунд в северной части Северного моря [Wiprut, Zoback, 2000]. На этом месторождении очень однородное поле напряжений, которое является функцией глубины и положения на площади. Вызванные бурением трещины растяжения наблюдаются в пяти вертикальных скважинах (A–E). Интервал глубин исследований показан белым цветом в нижнем правом углу рисунка, а интервалы, на которых отмечены трещины растяжения, показаны черными линиями. Роза-диаграмма для каждой скважины отображает ориентацию и стандартное отклонение трещин растяжения, а также компиляцию 1261 определения по всем скважинам. Многочисленные наблюдения на каждой скважине указывают на однородные напряжения по глубине (стандартное отклонение около 10°). Так как эти наблюдения проведены в интервале глубин от 2 500 м до 5 200 м и по скважинам, расположенным на расстоянии до 20 км, поле напряжений является однородным.

По результатам большого количества исследований можно отметить, что качественный анализ ориентации вывалов в конкретной скважине на конкретном нефтяном месторождении [Bell, Babcock, 1986; Klein, Barr, 1986; Mount, Suppe, 1987; Plumb, Cox, 1987] дает надежные определения ориентации напряжений, что подтверждено на объектах во многих регионах мира. Основа и критерии, которые применялись для создания интегрированной карты современных тектонических напряжений [Zoback, Zoback, 1980, 1989, 1991], позднее использовались в проекте Мировой карты напряжений [Zoback, 1992]. С точки зрения перспектив изучения региональных напряжений, обычный интервал глубин регистрации вывалов (1–4 км) обеспечивает надежную связь между глубинами большинства землетрясений в кристаллической земной коре (3–15 км), глубинами большинства измерений напряжений (менее 2 км) и геологическими наблюдениями на

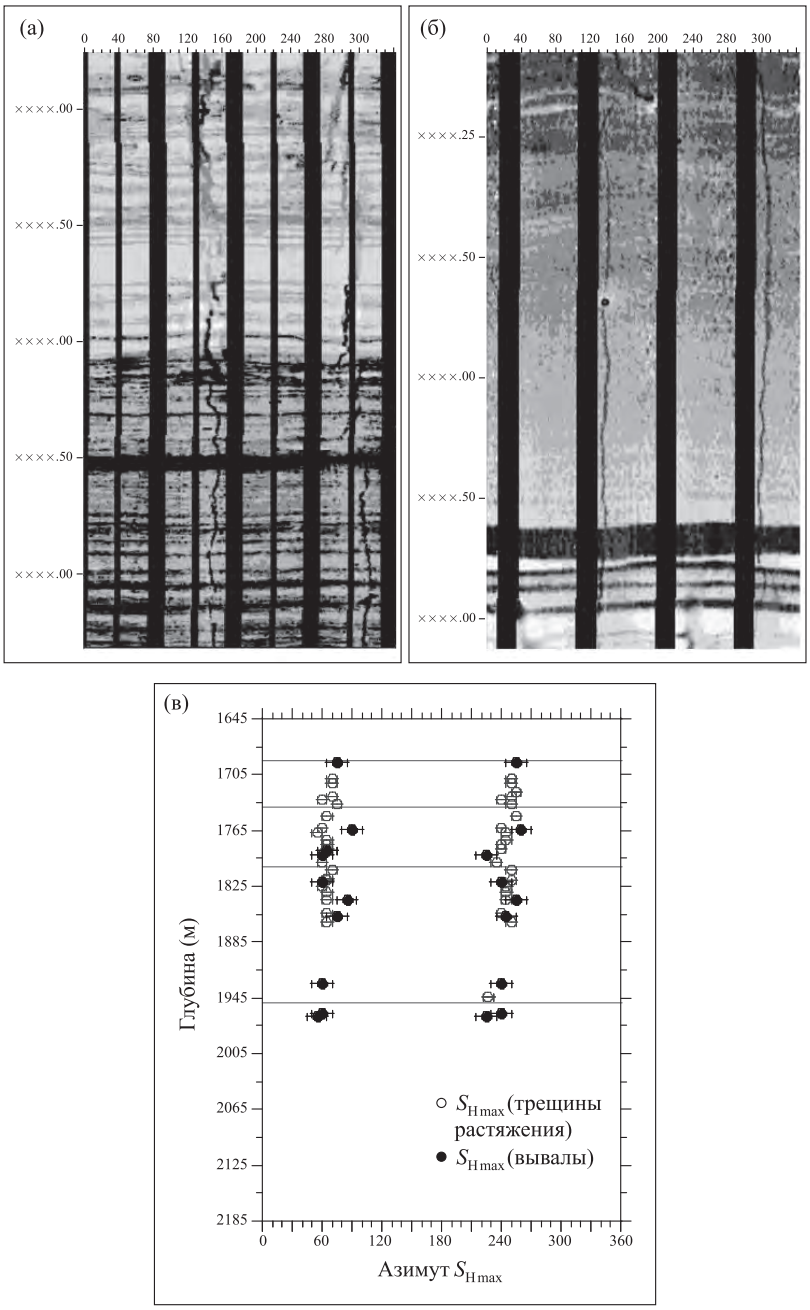
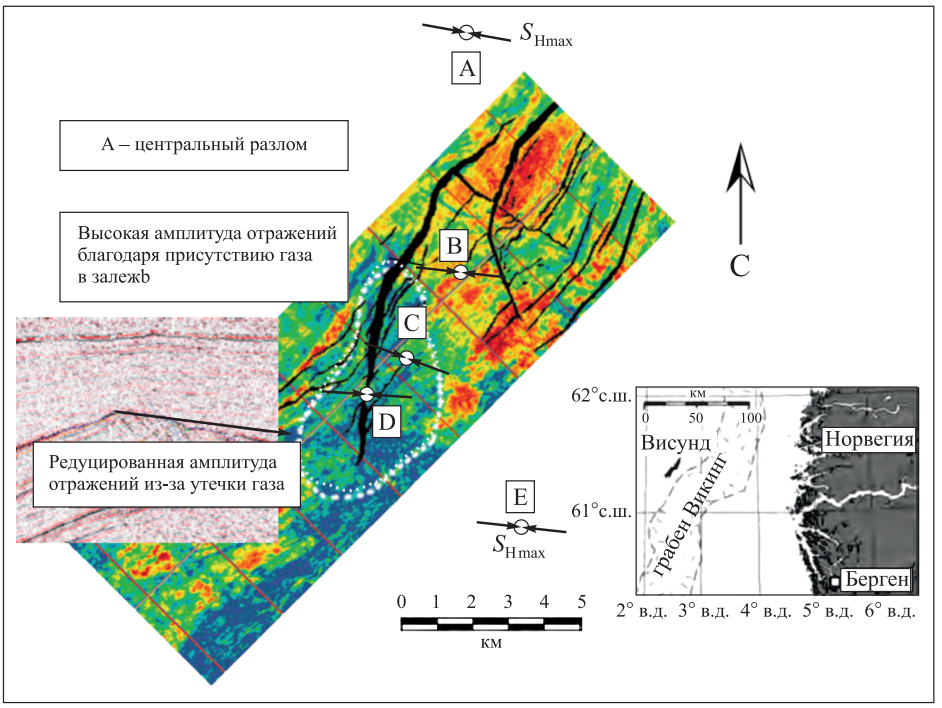
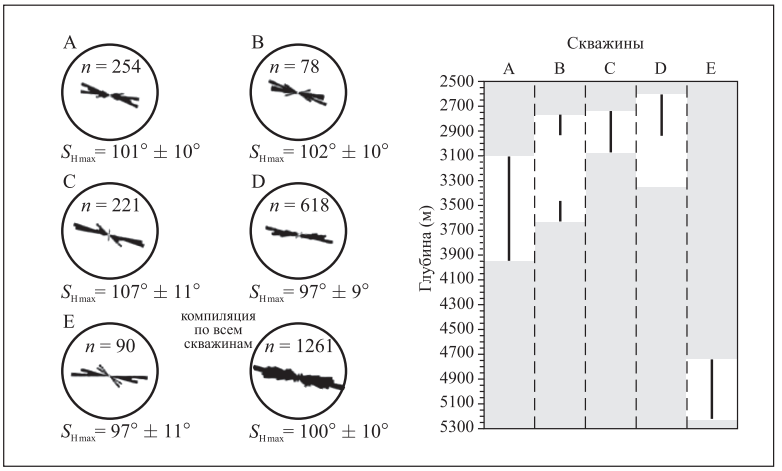


Рис. 6.6. (а) и (б) Данные электрического имиджера, показывающие трещины растяжения, вызванные бурением, на противоположных сторонах ствола скважины (в направлении максимального горизонтального напряжения) и параллельные осям двух вертикальных скважин (что указывает на то, что S_v является главным напряжением). (в) Пример скважины, в которой определена одинаковая ориентация напряжений по вывалам и трещинам растяжения [Zoback, Barton, 2003]



(а)



(б)

Рис. 6.7. Вызванные бурением трещины растяжения в пяти скважинах месторождения Висунд, в северной части Северного моря, указывают на однородное по площади и глубине поле напряжений [Wiprut, Zoback, 2000]. Роза-диаграммы иллюстрируют единообразную ориентацию трещин растяжения по глубине каждой скважины и на месторождении в целом. Длина интервала исследований электрическим имиджером показана белым цветом на нижней правой диаграмме. Трещины растяжения отображены вертикальными черными линиями

поверхности. Такие данные являются интегральной частью базы данных Мировой карты напряжений.

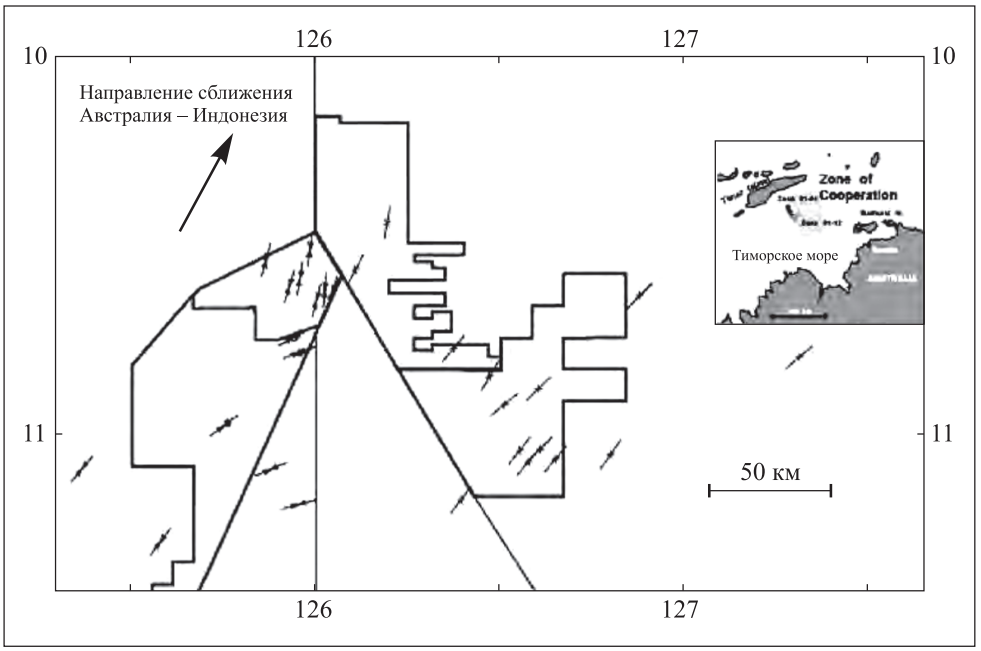
Рисунок 6.8, а представляет карту напряжений Тиморского моря [Castillo, Bishop, 2000], составленную по данным об ориентации вывалов и трещин растяжения на основании исследования большого числа скважин. В каждой скважине вариации направления максимального горизонтального напряжения, определенные по вывалам и трещинам растяжения, не превышают 10°. Отмечается, что в каждом районе поле напряжений однородно. Хотя средняя ориентация напряжений в области, очевидно, соответствует направлению конвергенции между Австралией и Индонезией, происхождение вариаций среди субрегионов в этой тектонически активной области неизвестно.

Определение ориентации вывалов по данным профилеметрии

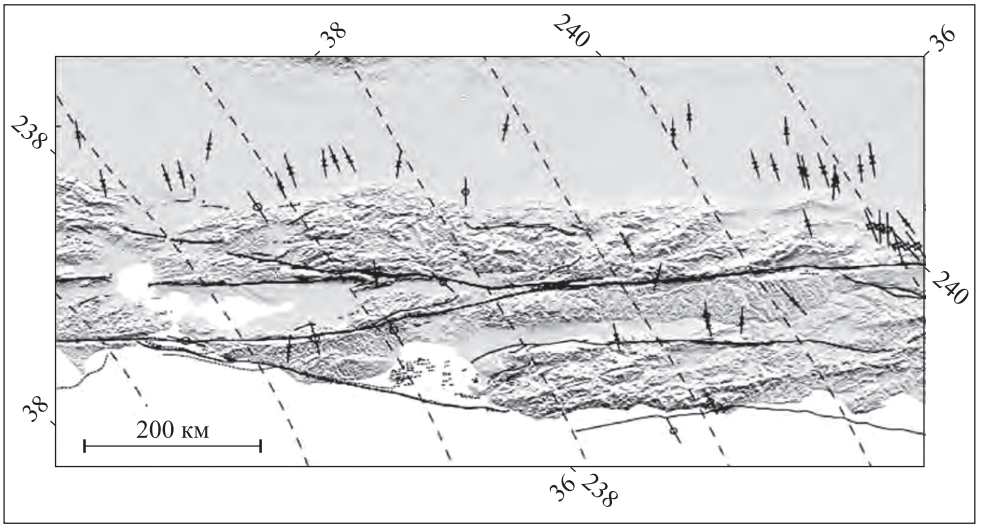
Традиционно большинство данных, используемых для определения ориентации вывалов в скважинах, получают по данным четырехрычажного профилемера, ориентированного по магнитному полю. Несмотря на относительно низкую чувствительность такой аппаратуры, использование четырехрычажного профилемера позволяет получить надежную информацию об ориентации вывалов. Это достаточно хорошо можно показать на примере западной Калифорнии (рисунок 6.8, б [Townend, Zoback, 2004]), где ориентация S_{Hmax}, полученная при анализе вывалов по данным четырехрычажного профилемера (направленные внутрь стрелки), характеризует постоянное направление напряжений, хорошо согласующееся с данными фокальных плоскостей землетрясений (прямые линии с кругом) и молодыми геологическими индикаторами деформаций (направления складок и активные надвиги).

При анализе вывалов на стенках скважины по данным четырехрычажного профилемера важно проводить качественную интерпретацию измерений, чтобы не принять за вывал желобы на стенке скважины или размывы (увеличение диаметра по всему периметру ствола скважины). Из стандартной инклинометрии поступает относительно мало информации (рисунок 6.9, а) — диаметр скважины, измеренный ортогональными парами рычагов профилемера (C1-C3 и C2-C4, нумерация последовательно при «взгляде сверху вниз, с поверхности в скважину»), азимут 1 башмака, угол наклона и азимут скважины. Данные по действительным сопротивлениям, измеренным на каждом башмаке, не используются при анализе вывалов.

Вывалы являются расширениями ствола скважины, возникшими в результате концентрации сжимающих напряжений на стенке скважины под углом 180°. В вертикальных скважинах вывалы образуются по азимуту минимального горизонтального напряжения (S_{hmin}) и показывают постоянную ориентацию в данной скважине или на всем месторождении. Постоянство ориентации может быть нарушено локализованным возмущением поля напряжений, возникшим из-за сме-



(а)



(б)

Рис. 6.8. (а) Региональная карта напряжений площади Тиморского моря [Castillo, Bishop, 2000] и (б) береговой полосы центральной Калифорнии [Townend, Zoback, 2004]. Карта напряжений Тиморского моря составлена на основании данных о техногенных трещинах растяжения и вывалах в субвертикальных скважинах. Карта напряжений береговой полосы центральной Калифорнии составлена преимущественно на основе данных по вывалам (направленные внутрь стрелки) и фокальным плоскостям землетрясений (прямые линии с кружками)

щений по активным разломам (глава 11), либо из-за наличия соляной тектоники, как это было показано в главе 1.

Для верной интерпретации результатов измерений четырехрычажной профилеметрии в работе [Plumb, Hickman, 1985] предложены критерии анализа данных (см. рис. 6.9).

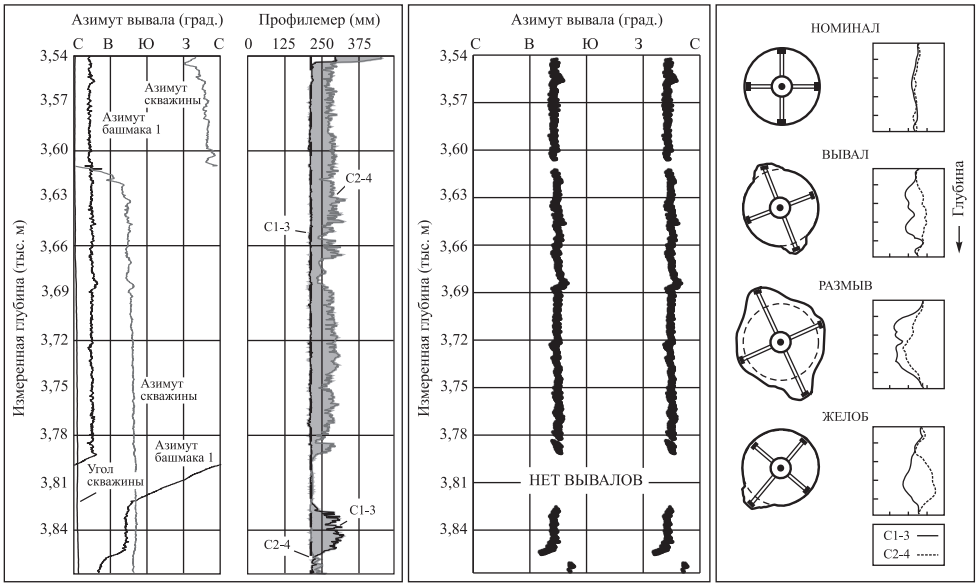


Рис. 6.9. (а) *Необработанные* данные инклинометрии, которые содержат информацию об азимуте скважины, угле наклона скважины от вертикали, азимуте опорного рычага, как определено установкой магнитометра в зонде (азимут башмака 1), и диаметре скважины по первой/третьей и второй/четвертой парам профилемера. (б) Используя строгие критерии контроля качества, можно правильно определить ориентацию вывалов на стенке скважины. Стоит отметить, что на глубине около 3 750 м обе пары рычагов профилемера регистрируют одинаковые значения, эквивалентные диаметру долота (216 мм), что свидетельствует об отсутствии в этом интервале вывалов (или желобов). В интервалах, где вывалы или желоба присутствуют, одна пара рычагов измеряет номинальный диаметр скважины (диаметр долота), а другая регистрирует увеличенный диаметр скважины. Вблизи подошвы интервала С2-4 регистрируют номинальный диаметр, а С1-3 — увеличенный, тогда как на меньших глубинах отмечается обратная картина. Если зонд поворачивается на 90°, ориентация вывалов сохраняется. (в) Примеры вариаций форм сечений по данным профилеметрии, используемые для отличия вывалов от размывов и желобов [Plumb, Hickman, 1985]

Одна пара рычагов профилемера измеряет номинальный диаметр (диаметр долота), тогда как вторая (ортогональная пара) измеряет увеличенный диаметр. При наличии вывалов зонд не вращается. Размывы в стволе скважины представляют собой изменение диаметра в целом по периметру ствола скважины, реги-

стрируемое двумя парами рычагов. Желоба представляют ассиметричную выемку на стенке скважины, связанную с механическим износом стенки скважины в верхней или нижней части (или на боковой стороне ствола при резком изменении траектории скважины). Также полезно использовать критерии отклонения стволов скважин для отличия желобов от вывалов. В субвертикальных скважинах необходима большая осторожность при рассмотрении расширений ствола, которые параллельны направлению отклонения скважины (в пределах отклонения скважины от вертикали на 10–15 градусов) — такие расширения могут служить индикаторами вывалов.

На рисунке 6.10 представлена карта напряжений нефтяного месторождения в центральной Калифорнии, построенная на основании анализа вывалов по данным четырехрычажного профилемера. Длины стрелок по каждой скважине соответствуют рангам качества (A, B или C), описанным в следующем разделе. Отличия в направлении максимального горизонтального напряжения от одной части месторождения к другой обусловлены наличием активных надвигов, сдвигов и складок. Несмотря на это, наблюдается хорошая согласованность измерений напряжений в каждой скважине (и между скважинами).

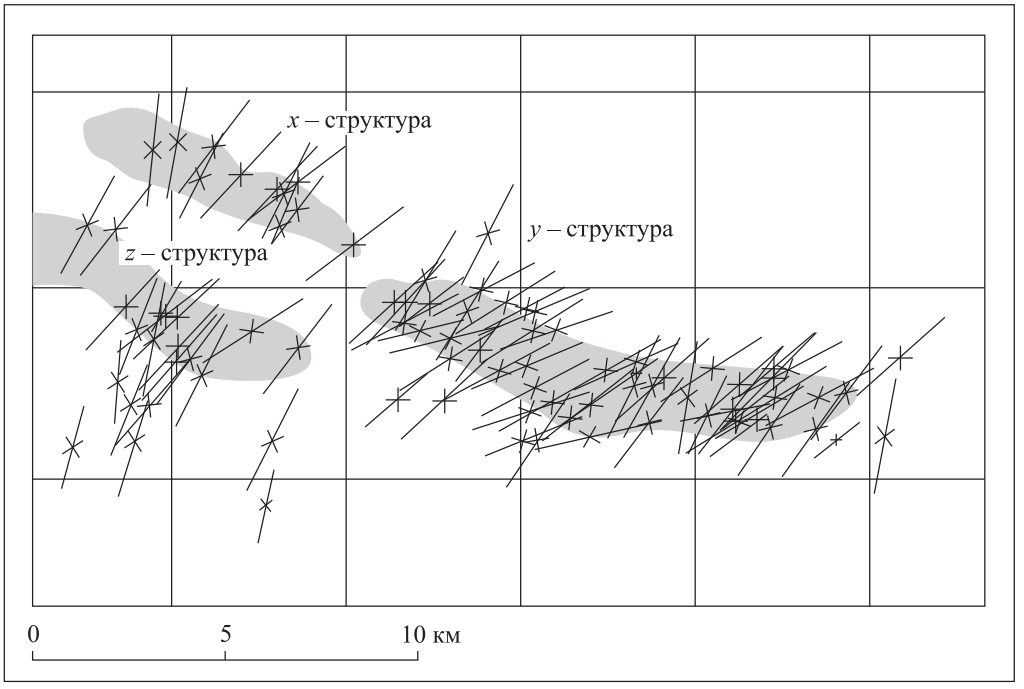
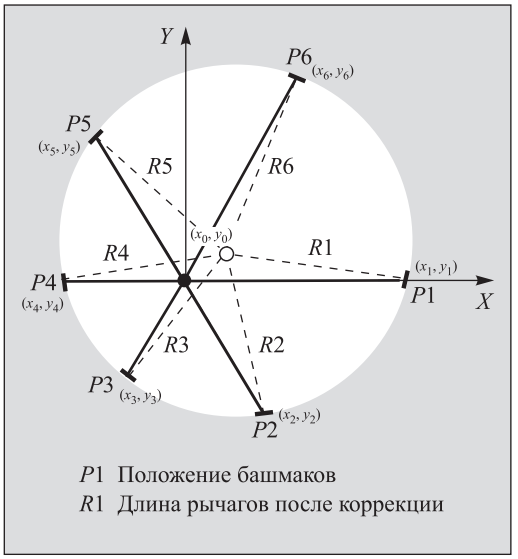
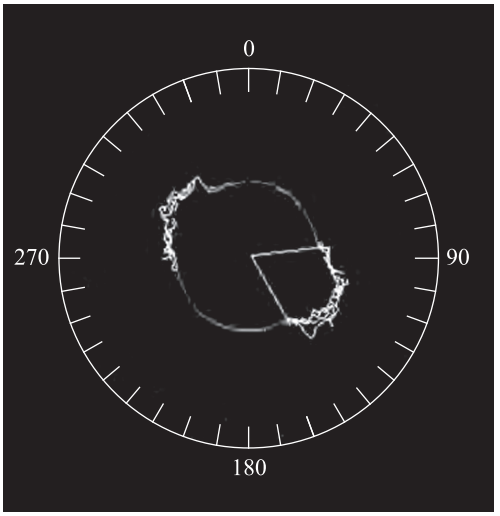


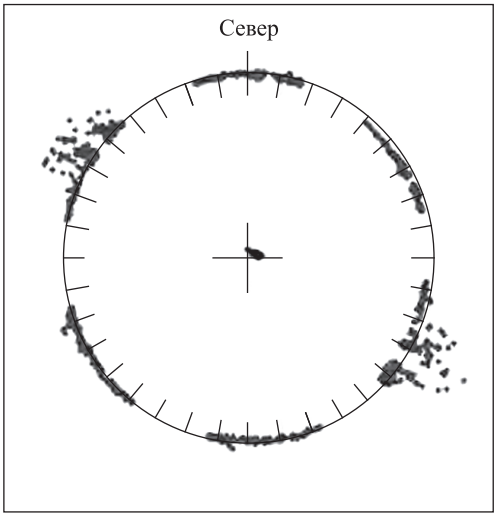
Рис. 6.10. Карта напряжений на площади нефтяного месторождения с активным разломообразованием. Ориентация определена по данным четырехрычажного профилемера. Длина стрелок соответствует качеству данных, как объясняется в тексте. Отметим возможность непосредственного картирования многих локальных вариаций, возникающих в результате активного разломообразования и формирования складок



(а)



(б)



(в)

Рис. 6.11. (а) Схема работы шестирычажного профилемера в центре скважины кругового сечения; в результате измерений формируются данные, подлежащие интерпретации [Jarosinski, 1998]. (б) Анализ интервала скважины, исследованный ультразвуковым имиджером, точно соответствует анализу вывалов по данным шестирычажного профилемера

Существуют шестирычажные профилемеры, результаты замеров которых трудно анализировать. Главной причиной трудностей являются шесть измеряемых радиусов (рис. 6.11, а), каждый из которых будет отличаться от остальных, если зонд слегка отклонится от центра, даже если скважина имеет круговое сечение. Разработан специальный алгоритм [Jarosinski, 1998], который полезен

для идентификации вывалов при анализе данных шестирычажного профилемера. Отметим, что вывалы, определенные по данным ультразвукового имиджера (рис. 6.11, б) совпадают с данными шестирычажного профилемера (рис. 6.11, в). На рисунке 6.12 приведено сравнение результатов анализа данных по вывалам в скважинах на основе ультразвуковых данных (а), шестирычажного профилемера (б) и электрического имиджера (в). Следует отметить, что результаты при использовании этих трех методов достаточно схожи.

Система качественного ранжирования индикаторов напряжений

В данной книге мы рассматриваем методы определения напряжений, которые дают надежную информацию об ориентации и значениях напряжений в горной породе. Эти методы применяются для решения геомеханических задач, которые описаны в следующих главах. Существует четыре типа индикаторов напряжений, представляющие наибольший интерес: фокальные механизмы землетрясений, вывалы и трещины растяжения стенок скважин, образовавшиеся в процессе бурения, гидроразрывы. Поскольку каждый из этих индикаторов уже рассматривался довольно подробно, ниже они будут представлены в виде таблицы (таблица 6.1 [Zoback and Zoback, 1991, Zoback, 1992], с изменениями). Как отмечалось ранее, результаты определения ориентации по разным индикаторам практически не отличаются друг от друга. Добавим, что данные о смещениях по разломам и о расположении кратеров вулканов дают полезную информацию о существующем поле напряжений, однако, как правило, такая информация малодоступна.

Рассмотрим таблицу 6.1, в которой приведены индикаторы для определения ориентации и значений напряжений. Хотя представленное ранжирование достаточно субъективно, существует три важных фактора, которые касаются качества данных. *Чем больше интервал исследований по скважине, тем больше вероятность получения достоверных данных*. Как будет показано в главе 11, отчетливые локализованные вариации напряжений возникают благодаря смещению по разломам, но, в любом случае, большую надежность данных обеспечивает только больший интервал наблюдений. Также очевидно, *что большее число наблюдений и меньшее стандартное отклонение повышает достоверность*. Каждый из этих критериев используется в качественном ранжировании. Данные ранга A имеют более высокое качество и степень достоверности, чем данные ранга B, и т. д. Все ранги качества рассматриваются как достаточные, гарантирующие *построение карт* и интерпретацию с некоторой достоверностью. Обычно стрелки с последовательным уменьшением длины (рисунок 6.10) используются, соответственно, для индикации рангов качества A, B и C. В отличие от вышеперечисленных, данные ранга D можно отнести к крайне ненадежным.

Как показано в главе 1, преимущества применения механизмов фокальных

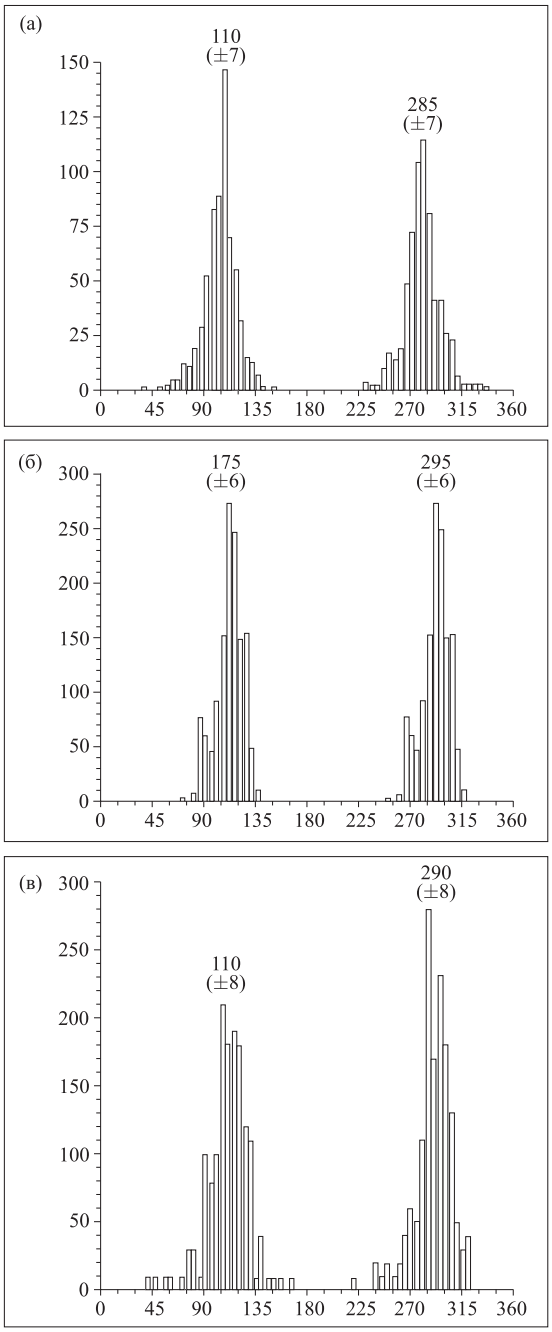


Рис. 6.12. Сопоставление вывалов, определенных по данным ультразвукового скважинного телевизора (а), шестирычажного профилемера (б) и электрического имиджера (в), дает идентичную ориентацию вывалов. Определение вывалов по нерезким зонам, отображаемым электрическим имиджером, является наименее надежным способом из перечисленных

плоскостей землетрясений для картирования поля напряжений достаточно очевидны: землетрясения происходят от вызванных напряжениями деформаций на глубинах средней части земной коры и охватывают большие объемы горных пород, благодаря чему этот метод обеспечивает получение данных по ориентации и относительным величинам современного поля напряжений. Принципиальным недостатком механизма фокальных плоскостей землетрясений в качестве индикатора напряжений является то, что он регистрирует деформации, а не сами напряжения. Таким образом, оси P и T — это биссектрисы квадрантов растяжения и сжатия соответственно, и они являются не направлениями максимального и минимального главных напряжений (как часто подразумевается), а направлениями деформаций сжатия и растяжения для двух возможных разломов. Большинство землетрясений в земной коре происходит на уже существующих разломах (реже землетрясение начинается в результате образования нового разлома). Вектор смещения по разлому является функцией как ориентации разлома, так ориентации и относительных величин главных напряжений. Оси P и T механизма фокальных плоскостей не коррелируются непосредственно с направлениями главных напряжений. В связи с тем, что коэффициент трения многих пород часто находится в интервале $0{,}6$–$0{,}8$ [Byerlee, 1978], предполагается, что ожидаемый угол между плоскостью разлома и направлением максимального главного напряжения будет составлять $30°$ от плоскости разлома [Raleigh, Healy, 1972]. Однако это предположение требует знаний о действительном положении плоскости разлома, которое часто не известно. Если вспомогательная плоскость фокального механизма была ошибочно принята за плоскость разлома (глава 5), предполагаемая ориентация напряжения будет расположена под углом около $45°$.

Для оптимизации использования данных механизма фокальных плоскостей землетрясений при определении ориентации напряжений необходимо рассмотреть множественные события в данном регионе и использовать среднее направление оси P как направление максимального горизонтального напряжения или формально инвертировать группу механизмов фокальных плоскостей для определения ориентации и относительных величин тензора главных напряжений (для примера см. [Angelier, 1979; Gephart, Forsyth, 1984; Michael, 1987]).

Присвоение рангов качества A, B, C и D данным по скважинным вывалам основано на частоте, общей длине и последовательности формирования вывалов в заданной скважине. Стандартные отклонения, соответствующие каждому рангу качества и представленные в таблице 6.1, были эмпирически определены из наших работ по данным вывалов ряда скважин. Высокое стандартное отклонение (около $25°$) представляет очень разбросанные, бимодальные распределения, возникшие из-за ряда факторов (например, если прочность пород сравнима с концентрацией напряжений, вывалы будут слабо развиваться). С другой стороны, породы могут быть очень хрупкими, а разрушения настолько всеобъемлющими, что трудно отличить вызванные напряжением вывалы от размыва, поэтому так

важно использование критериев для отделения вывалов от желобов и размывов (как рассмотрено ниже в данной главе).

Для расчета среднего направления θ_m и стандартного отклонения sd группы вывалов на заданной стороне ствола скважины мы используем статистику Фишера и принимаем θ_i ($i = 1, \ldots, N$), обозначая направление обнаруженного вывала в интервале 0–360°. Во-первых, мы определяем

$$l_i = \cos\theta_i \quad \text{и} \quad m_i = \sin\theta_i, \tag{6.10}$$

а затем вычисляем

$$l = \frac{\sum_{i=1}^{n} l_i}{R} \quad \text{и} \quad m = \frac{\sum_{i=1}^{n} m_i}{R}, \tag{6.11}$$

$$R^2 = \sum_{i=1}^{n} l_i + \sum_{i=1}^{n} m_i. \tag{6.12}$$

Среднее направление вывалов определяется по формуле

$$\theta_m = \operatorname{arctg}\left(\frac{m}{l}\right). \tag{6.13}$$

Находим

$$k = \frac{N-1}{N-R}, \tag{6.14}$$

и стандартное отклонение определяется как

$$\text{sd} = \frac{81^\circ}{\sqrt{k}}. \tag{6.15}$$

Обоснование для рангов A, B, C и D качественного разделения возникших во время бурения трещин растяжения аналогично рассмотренному выше для вывалов. Когда наблюдаются 10 или более согласованных по направлению трещин растяжения на 300-метровом интервале глубин, таким наблюдениям присваивается ранг качества A. Ранги B и C присваиваются меньшему числу наблюдений трещин растяжения, с большими вариациями в ориентации и на меньшем интервале глубин. Стандартное отклонение более 250 интерпретируется как индикатор недостоверных данных (ранг качества D), и они не наносятся на карты.

Как будет показано в главе 7, измерение напряжений при гидроразрыве в открытом стволе, на изолированной секции скважины, производится путем повышения давления до появления трещин растяжения в точке наименьшего напряжения сжатия вокруг скважины. Если есть возможность, для определения азимута трещин гидроразрыва могут применяться штампы-пакеры (ориентированные относительно магнитного севера). Однако это времязатратный и трудоемкий процесс, который редко дает достоверные результаты в нефтяных и газовых скважинах.

Таблица 6.1. Система качественного ранжирования

Метод	A	B	C	D
Фокальный механизм землетрясений	Средняя ось P или формальная инверсия решений по четырем (или более) единичным событиям в географической близости (минимум одно событие с $M \geqslant 4{,}0$, другие с $M \geqslant 3{,}0$)	Решение единичного события ($M \geqslant 4{,}5$) или среднее из двух решений единичных событий ($M \geqslant 3{,}5$), определенных по первым вступлениям или другими методами (моделированием волн тензором моментов или инверсия и т. д.)	Решение по единичному событию (принятое только по первым вступлениям, часто основанное на авторской оценке качества, $M \geqslant 2{,}5$). Среднее по нескольким событиям ($M \geqslant 2{,}0$)	Решение по единичному составному событию. Слабое решение по единичному событию. Решение по единичному событию ($M < 2{,}5$)
Вывалы стенок скважин	Десять или более раздельных зон вывалов в одной скважине с sd $< 12^\circ$ и/или суммарной длиной > 300 м. Среднее по вывалам в двух и более скважинах в географической близости, с суммарной длиной > 300 м и sd $\leqslant 12^\circ$	Минимум шесть раздельных зон вывалов в одной скважине с sd $\leqslant 20^\circ$ и/или суммарной длиной > 100 м	Минимум четыре раздельных вывала с sd $< 25^\circ$ и/или суммарной длиной > 30 м	Менее четырех согласованно ориентированных вывала или > 30 м суммарной длины в одной скважине. Вывалы в одной скважине с sd $\geqslant 25^\circ$
Вызванные бурением трещины растяжения	Десять или более раздельных трещин растяжения в одной скважине с sd $\leqslant 12^\circ$, охватывающих интервал вертикальных глубин $\geqslant 300$ м	Минимум шесть раздельных трещин растяжения в одной скважине с sd $\leqslant 20^\circ$ и суммарной длиной > 100 м	Минимум четыре раздельные трещины растяжения с sd $< 25^\circ$ и суммарной длиной > 30 м	Менее четырех согласованно ориентированных трещин растяжения суммарной длины < 30 м в одной скважине. Ориентация трещины растяжения в одной скважине с sd $\geqslant 25^\circ$
Гидроразрыв	Четыре или более определений ориентации трещин гидроразрыва в одной скважине с sd $\leqslant 12^\circ$ на глубине > 300 м. Средняя ориентация трещин гидроразрыва для двух и более скважин в географической близости с sd $\leqslant 12^\circ$	Три или более определений ориентации трещин гидроразрыва в одной скважине с sd $< 20^\circ$	Определение ориентации трещин гидроразрыва в одной скважине с $20^\circ <$ sd $< 25^\circ$. Изменение ориентации раздельных трещин с глубиной, принимается ориентация трещин на большей глубине. Одно или два определения ориентации трещин в одной скважине	Одно определение ориентации трещин гидроразрыва на глубине < 100 м

Подробнее об индуцированных бурением трещинах растяжения

В данном разделе мы вернемся к рассмотрению техногенных трещин растяжения, образующихся в процессе бурения, чтобы внести несколько дополнений. Во-первых, такие трещины растяжения встречаются в вертикальных скважинах только при наличии значительной разницы между двумя горизонтальными напряжениями. Действительно, хорошо видно, что там, где не происходит превышение веса или охлаждения скважины, условия появления в процессе бурения трещин растяжения вокруг вертикальной скважины в значительной степени идентичны величинам S_{hmin} и S_{Hmax}, соответствующим режимам сдвигового типа при фрикционном равновесии.

Трещины растяжения и образование разломов сдвигового типа

Напряженное состояние при сдвиге рассматривалось в главе 4. Записывая уравнение (4.46) для случая фрикционного равновесия и $\mu = 0{,}6$, получаем соотношение

$$\frac{S_{\mathrm{Hmax}} - P_p}{S_{\mathrm{hmin}} - P_p} = (\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu)^2 = 3{,}1, \tag{6.16}$$

которое может быть упрощено до

$$S_{\mathrm{hmin}} = 3{,}1 S_{\mathrm{Hmax}} - 2{,}1 P_p$$

и, следовательно, может быть записано в виде

$$S_{\mathrm{Hmax}} = 3 S_{\mathrm{hmin}} - 2P_p + 0{,}1(S_{\mathrm{hmin}} - P_p). \tag{6.17}$$

Если мы сейчас пересмотрим уравнение (6.7), которое описывает формирование трещин растяжения на стенке вертикальной скважины, и предположим, что напряжение охлаждения $\sigma^{\Delta T}$, превышение веса бурового раствора ΔP и прочность на растяжение пренебрежимо малы, трещины растяжения будут формироваться на стенке скважины при условии

$$\sigma_{\theta\theta}^{\min} = 3 S_{\mathrm{hmin}} - S_{\mathrm{Hmax}} - 2P_p = 0 \tag{6.18}$$

или

$$S_{\mathrm{Hmax}} = 3 S_{\mathrm{hmin}} - 2P_p. \tag{6.19}$$

Это очевидно, так как последний член уравнения (6.17) $(0{,}1(S_{\mathrm{hmin}} - P_p))$ слишком мал, а значит, уравнения (6.17) и (6.19) приблизительно равны по величине. Другими словами, для любой комбинации S_{hmin} и S_{Hmax}, которые являются результатом фрикционного равновесия в земной коре для зоны сдвига (и $\mu = 0{,}6$), стенка скважины будет в состоянии растяжения по азимуту S_{Hmax}, даже без превышения давления в скважине или охлаждения стенки скважины.

Это можно представить графически, используя диаграмму на рисунке 4.28, которая определяет возможные величины напряжений на заданной глубине на основе сил трения в земной коре. На рисунке 6.13, а показано, что для $\Delta T = \Delta P = 0$ линия на периферии полигона (указывающая на величину S_{Hmax} как функцию от S_{hmin} для активного разлома сдвигового типа) является почти точным аналогом линии, представляющей уравнение (6.14) для нулевой прочности породы.

Термальные эффекты

Как было отмечено выше, дополнительные напряжения прилагаются к породе на стенке скважины, если скважинный флюид значительно отличается по температуре от породы. Это могут быть напряжения сжатия или растяжения в зависимости от температуры флюида (выше или ниже температуры окружающих пород). Когда раствор холоднее окружающих формаций (обычный случай на долоте), термальные напряжения делают концентрацию напряжений вокруг скважины более растягивающей по всем азимутам, действуя аналогично увеличению давления раствора.

Описываемый эффект зависит от времени: чем дольше порода находится в контакте со скважинным флюидом, тем глубже в пласт распространяется изменение температурного поля. При рассмотрения этого вопроса для упрощения положим, что горная порода непроницаема; тогда для величин $\sigma_{\theta\theta}(r)$ и $\sigma_{rr}(r)$ могут быть записаны относительно простые интегральные уравнения в виде функций от координаты r и времени t [Stephens, Voight, 1982]. Хотя точное решение для распределения температуры около ствола скважины может быть выражено разложением в ряд [Ritchie, Sakakura, 1956], решения в виде первых двух членов разложения дают достаточно точный результат для прискважинной зоны, где напряжения определяются уравнениями

$$\sigma_{\theta\theta} = \left[\frac{\alpha_t E \Delta T}{1-\nu}\right]\left[\left(\frac{1}{2\rho} - \frac{1}{2} - \ln\rho\right) I_0^{-1} - \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2\rho}\right)\right], \tag{6.20}$$

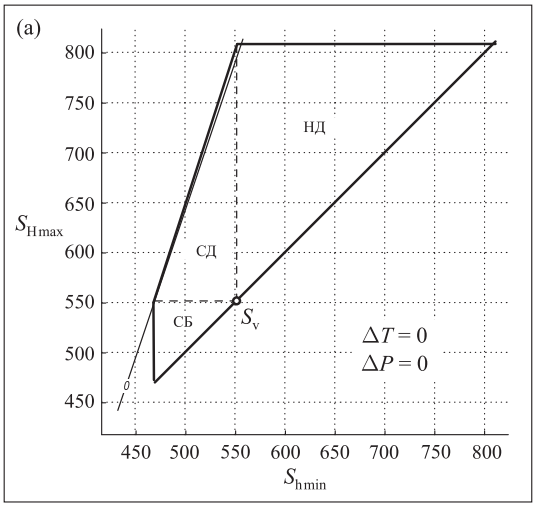
$$\sigma_{rr} = \left[\frac{\alpha_t E \Delta T}{1-\nu}\right]\left[\left(-\frac{1}{2\rho} + \frac{1}{2} - \ln\rho\right) I_0^{-1} - \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2\rho}\right)\right], \tag{6.21}$$

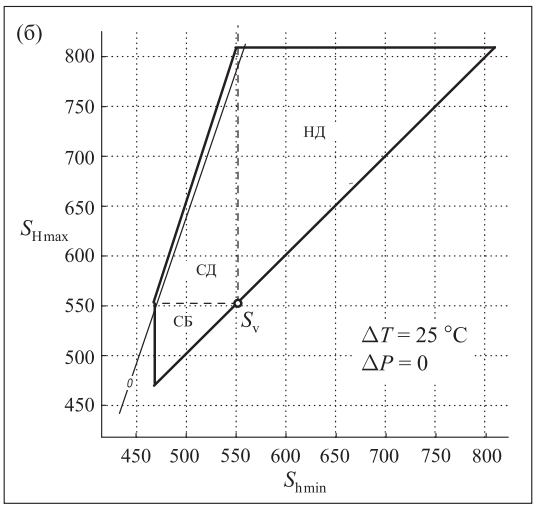
$$I_0^{-1} = \frac{1}{2\pi i}\int\limits_{-\infty}^{+\infty} \frac{e^{[4\tau_z/\sigma_2]z}}{z\ln z} dz.$$

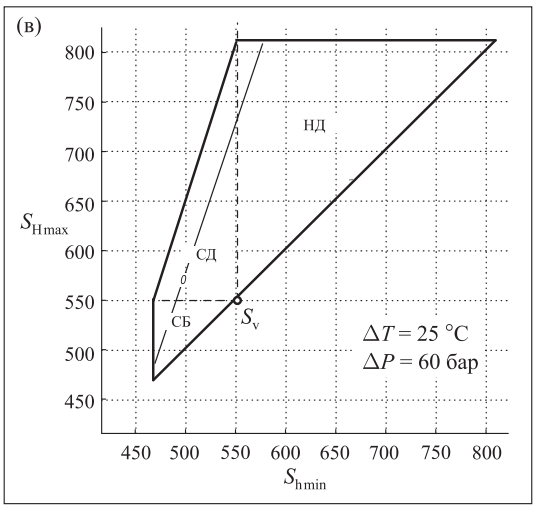
В установившемся температурном поле изменение кольцевого напряжения определяется уравнением

$$\sigma_{\theta\theta}^{\Delta T} = \frac{\alpha_t E \Delta T}{1-\nu}, \tag{6.22}$$

где α_t — линейный коэффициент термального расширения, E — статический модуль Юнга. На рисунке 3.14 представлены коэффициенты термального расширения различных типов пород. Как показано, α_t является устойчивой функцией


(а)
800
750
700
650
600
550
500
450
$S_{H max}$
НД
СД
СБ
S_v
$\Delta T = 0$
$\Delta P = 0$
0
450 500 550 600 650 700 750 800
$S_{h min}$


(б)
800
750
700
650
600
550
500
450
$S_{H max}$
НД
СД
СБ
S_v
$\Delta T = 25$ °C
$\Delta P = 0$
0
450 500 550 600 650 700 750 800
$S_{h min}$


(в)
800
750
700
650
600
550
500
450
$S_{H max}$
НД
СД
1
0
СБ
S_v
$\Delta T = 25$ °C
$\Delta P = 60$ бар
450 500 550 600 650 700 750 800
$S_{h min}$

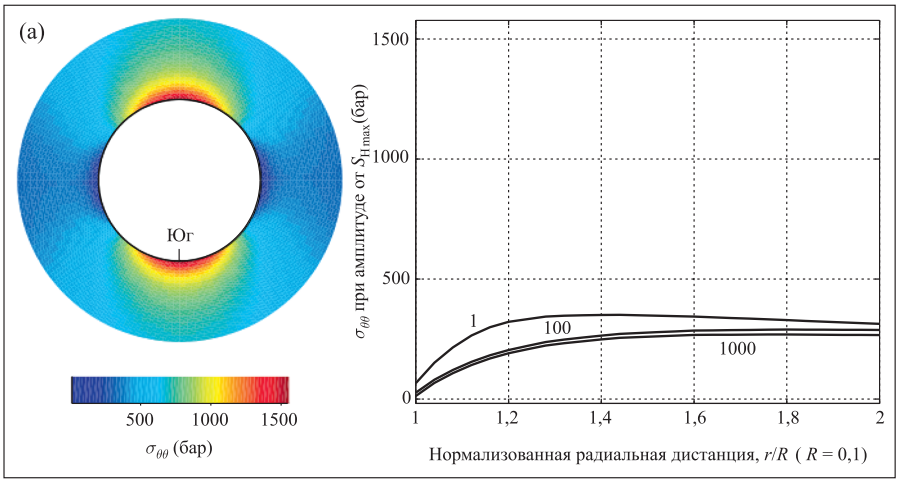
содержания кремнезема, в связи с тем, что коэффициент термального расширения кварца на порядок выше, чем у других наиболее часто встречающихся породообразующих минералов.

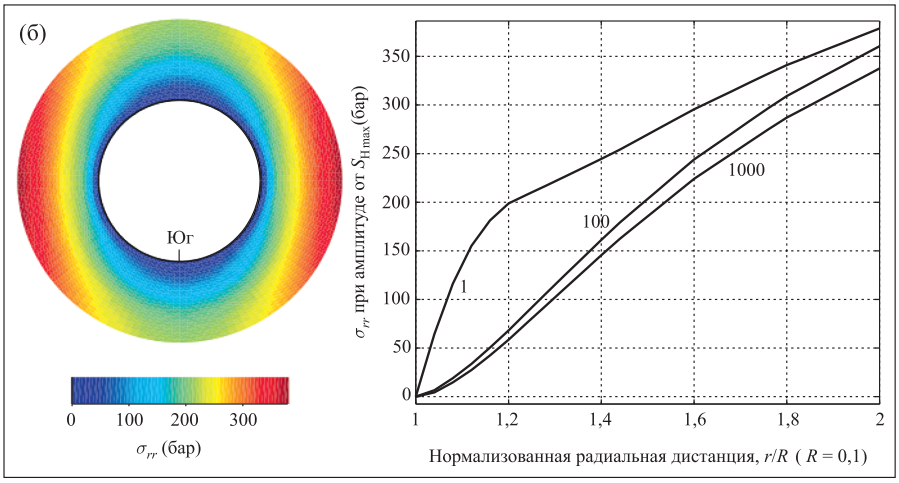
Рисунок 6.13, б представляет влияние охлаждения (на 25 °C) стенки скважины на формирование вызванных бурением трещин растяжения (см. уравнение (6.17)). При сравнении с рисунком 6.13, а мы видим, что в результате умеренного охлаждения образование трещин растяжения немного облегчается. Таким образом, при заданной величине S_{hmin} трещины растяжения могут появиться при меньшей величине S_{Hmax}. В геотермальных скважинах, где происходит очень значительное охлаждение, этот эффект может быть таким большим, что расширения ствола за счет всеобъемлющих трещин растяжения могут быть иногда ошибочно приняты за вывалы [D. Moos, личное сообщение]. Для вызванных бурением трещин растяжения в скважине D месторождения Висунд, в северной части Северного моря (рисунок 6.7), охлаждение стенок скважины на ~ 30 °C на глубине $\sim 2\,750$ м приводит к $\sigma_{\theta\theta}^{\Delta T} = 17$ бар при $\alpha = 2{,}4 \cdot 10^{-6}$ °C^{-1} (в соответствии с содержанием кварца в породе 30 %), $E = 1{,}9 \cdot 10^4$ МПа (по измеренной скорости P-волн) и $\nu = 0{,}2$ (на основе отношения скоростей P- и S-волн) [Wiprut, Zoback, 2000].

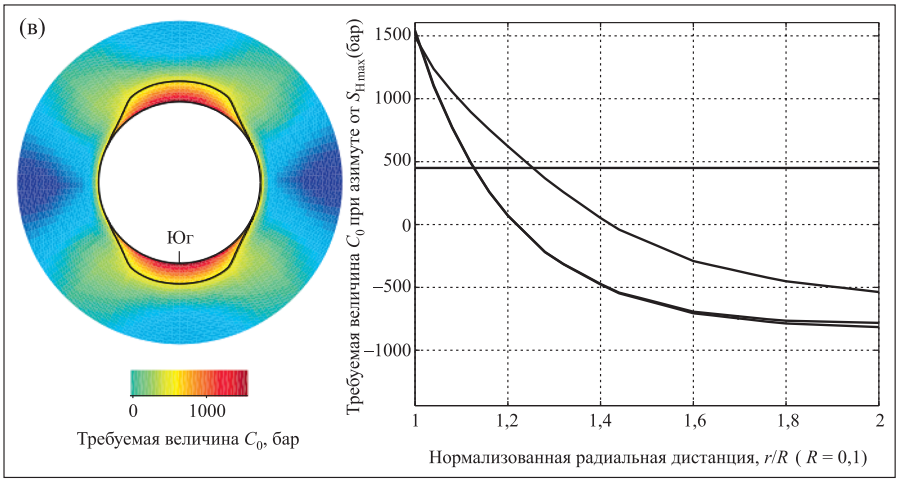
Как отмечено выше, превышение веса бурового раствора над поровым давлением стимулирует формирование в процессе бурения трещин растяжения. На рисунке 6.13, в показано, как охлаждение стенок скважины на 25 °C и превышение веса бурового раствора на 60 бар влияет на формирование трещин растяжения. Отметим, что умеренное увеличение веса бурового раствора более значительно влияет на формирование трещин растяжения, чем умеренное охлаждение стенок скважины. Это будет важно при рассмотрении ряда вопросов в главе 7, где мы приступим к применению данных о трещинах растяжения для оценки величины S_{Hmax}. Вместе с тем, согласно наблюдениям [Pepin, Gonzalez, 2004], в глубоководных скважинах Мексиканского залива охлаждение оказывает уменьшающий эффект на *градиент гидроразрыва*, приводящего к потере циркуляции.

В связи с тем, что уравнение (6.17) представляет упрощенную форму, важно обратить внимание на точность получаемого с его помощью прогноза изменения

Рис. 6.13. Полигоны, показывающие возможные величины S_{hmin} и S_{Hmax} при заданной глубине и поровом давлении, составленные по аналогии с рисунком 4.28. Для разломов принят коэффициент трения 0,6. Уравнение, описывающее величину S_{Hmax} как функцию S_{hmin}, дополнительно требует наличия в вертикальной скважине возникающих в процессе бурения трещин растяжения: (а) при отсутствии охлаждения и превышения порового давления, (б) когда раствор на 25 °C холоднее формаций, вызванные бурением трещины растяжения могут появляться при чуть меньшей величине S_{Hmax} для заданной величины S_{hmin}, потому что термальное напряжение немного уменьшает $\sigma_{\theta\theta}$, (в) когда превышение веса бурового раствора составляет 60 бар, трещины растяжения на стенках скважины встречаются при более низких величинах S_{Hmax}


(а)
Юг
500 1000 1500
$\sigma_{\theta\theta}$ (бар)
$\sigma_{\theta\theta}$ при амплитуде от $S_{H\max}$(бар)
1500
1000
500
0
1
100
1000
1 1,2 1,4 1,6 1,8 2
Нормализованная радиальная дистанция, r/R ($R = 0{,}1$)


(б)
Юг
0 100 200 300
σ_{rr} (бар)
σ_{rr} при амплитуде от $S_{H\max}$(бар)
350
300
250
200
150
100
50
0
1000
100
1
1 1,2 1,4 1,6 1,8 2
Нормализованная радиальная дистанция, r/R ($R = 0{,}1$)


(в)
Юг
0 1000
Требуемая величина C_0, бар
Требуемая величина C_0 при азимуте от $S_{H\max}$(бар)
1500
1000
500
0
−500
−1000
1 1,2 1,4 1,6 1,8 2
Нормализованная радиальная дистанция, r/R ($R = 0{,}1$)

кольцевого напряжения на стенках скважины. Сравнение со строгим аналитическим термопороупругим решением [Li, Cui, 1998] показывает, что в пределах относительно короткого периода времени (10 часов или меньше) разница между двумя решениями достаточно мала (несколько десятков бар). Рисунок 6.14 отображает влияние охлаждения на кольцевое напряжение (рисунок 6.14, а) и радиальное напряжение (рисунок 6.14, б) как функцию времени и расстояния от ствола скважины на основе строгих аналитических решений. Аналитические расчеты проведены по азимуту S_{Hmax}, где ожидается формирование трещин растяжения. Граничные условия, используемые в этих расчетах, аналогичны принятым ранее (см. рис. 6.2 и 6.3). Отметим, что кольцевое и радиальное напряжение становятся со временем менее сжимающими, но близкими к установившемуся режиму через 100 мин (расчеты через 1 000 мин дают приблизительно те же результаты). В связи с тем, что $\sigma_{rr} = 0$ (при $\Delta P = 0$) является граничным условием, эта величина на стенке ствола скважины не изменяется со временем.

Вывалы на стенках скважин

Рассмотрим здесь аспекты, которые важны для оценки величин напряжений (главы 7 и 8) при изучении интенсивного формирования вывалов, вызывающих нестабильность стволов скважин (глава 10).

Как обсуждалось выше, вывалы формируются вокруг ствола скважины, где концентрация напряжений превышает прочность пород. В работе [Zoback, Moos, 1985] впервые отмечено, что при формировании вывала концентрация напряжений вокруг ствола такова, что вывал имеет тенденцию к углублению. Это явление было обосновано теоретически (см. рис. 6.15, а, слева) [Zoback, Moos, 1985]. Аналогичная работа, в которой рассмотрена стабилизация вывалов, подтвердила этот результат [Zheng, Kemeny, 1989]. Лабораторные исследования по формированию вывалов, выполненные авторами работы [Haimson, Herrick, 1989], которые представили фотографии вывалов, сформированных при лабораторных экспериментах (рис. 6.15, а, б), позволили обнаружить отличную корреляцию между измеренной шириной вывала и прогнозируемой теоретически (рис. 6.15, б, справа) на основе относительно простой теории разрушения [Zoback, Moos, 1985]. Стабилизация вывалов происходит только в породах, обладающих достаточной

Рис. 6.14. Влияние температуры на напряженное состояние вокруг ствола скважины при тех же величинах напряжений, что использованы на рисунках 6.2 и 6.3: (а) зависящее от температуры напряжение $\sigma_{\theta\theta}$ и вариации $\sigma_{\theta\theta}$ от радиуса и времени, (б) зависящее от температуры напряжение σ_{rr} и вариации σ_{rr} от радиуса и времени, (в) влияние охлаждения на стабильность ствола скважины при бурении на растворе с температурой на 10° ниже температуры горных пород: несмотря на то, что вывалы немного меньше показанных на рисунке 6.3, в, такое охлаждение не дает существенного увеличения стабильности скважины

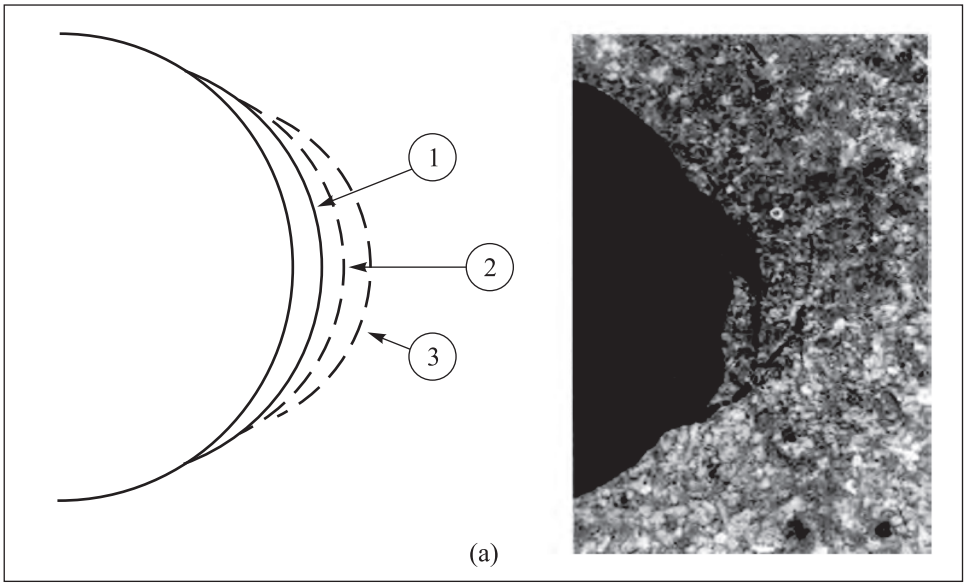
прочностью (так, например, в несцементированных песках стабилизации не наблюдается). Как рассмотрено в главе 10, после начала формирования вывалы углубляются (до достижения стабильной формы), но не расширяются, что позволяет нам устанавливать относительно простой критерий для оценки стабильности скважины. До тех пор, пока условия в скважине не вызывают чрезмерного расширения вывалов, бурение будет проходить успешно.

Вообще говоря, довольно трудно прогнозировать разрушения зоны вокруг скважины, в которой сформировались вывалы. В работе [Zheng, Kemeny, 1989] предприняты попытки аналитического моделирования, но прогнозируемые формы вывалов редко наблюдались в сечениях реальных вывалов. Это можно объяснить поглощением энергии деформации в начале разрушения в неупругие деформации, что позволяет вывалам стабилизироваться в относительно плоскую форму.

Аналогично тому, как это происходит при формировании трещин растяжения, зависящее от градиента температур напряжение влияет на формирование вывалов. Снижение кольцевого напряжения на стенке скважины уменьшает вероятность появления вывалов, хотя это влияние относительно мало. Отметим, что в случае снижения кольцевого напряжения на несколько десятков бар (например, для месторождения Висунд) изменение температуры будет уменьшать максимальное кольцевое напряжение на величину только около 2 % (см. рис. 6.2 и 6.3). Очевидно, снижение кольцевого напряжения не будет так эффективно влиять на стабильность скважины, в связи с тем, что оно не сопоставимо с увеличением радиального напряжения σ_{rr}, как отмечено выше. Таким образом, начальная площадь разрушения ствола скважины при охлаждении на 10 °C (рис. 6.14, в) немного меньше, чем площадь разрушения при отсутствии охлаждения (рис. 6.3). Однако со временем изменения $\sigma_{\theta\theta}$ и σ_{rr} за счет охлаждения приводят к снижению вероятности разрушения пород вдали от скважины (рис. 6.14, в). Таким образом, охлаждение стенок скважин со временем может ограничить рост вывалов, но не влияет на ширину вывалов, используемую для оценки S_{Hmax} в главе 7, а также не является технологией, способной минимизировать проблемы со стабильностью скважин (глава 10).

Имеются другие важные вопросы по формированию вывалов, которые будут возникать при рассмотрении стабильности стволов скважин в главе 10:

- влияние анизотропии прочности пород (например, в результате присутствия ослабленных плоскостей напластования в глинах);
- возможно, что применяемая оценка *прочности материалов* чрезмерно упрощает процесс формирования вывалов;
- взаимосвязь между химическим составом бурового раствора, прочностью пород и стабильностью стволов скважин;
- другие модели формирования вывалов;



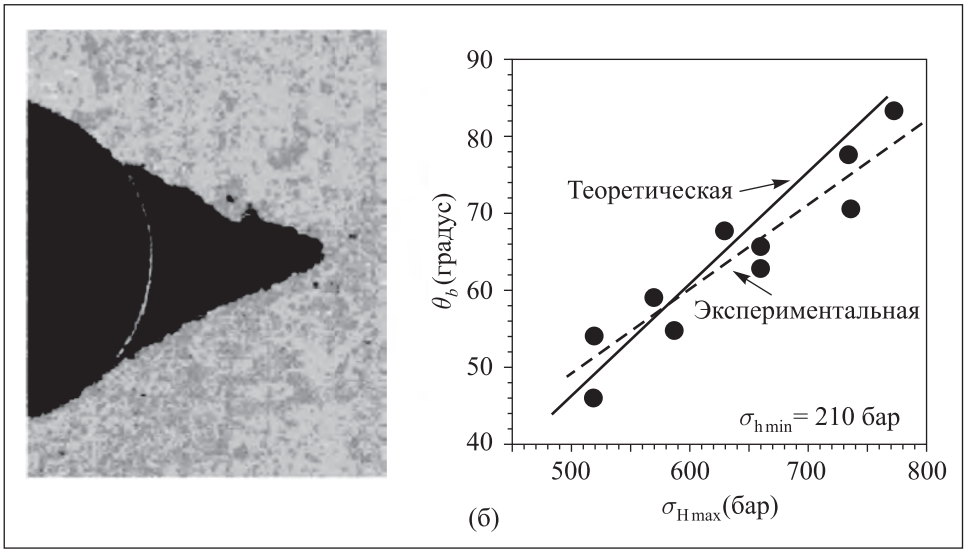


Рис. 6.15. (а) Формирующиеся на стенках скважины вывалы ожидаемо увеличиваются в глубину, но не в ширину. Это показано теоретически [Zoback, Moos, 1985] и подтверждено лабораторными исследованиями [Haimson, Herrick, 1989]. На фотографии видно, что в лабораторных экспериментах вывалы после начала формирования углубляются, но не расширяются. (б) Измеренная ширина вывалов очень хорошо согласуется с прогнозируемой на основе простой теории [Zoback, Moos, 1985], которая объясняет форму вывалов, представленных на рисунках 6.2 и 6.3

- проникновение бурового раствора в трещиноватые породы вокруг скважины.

Анизотропия прочности пород

Теория разрушения пород при сжатии, при присутствии ослабленных плоскостей напластования, была рассмотрена в главе 4. Пример влияния смещения по ослабленной плоскости напластования на формирование вывала приведен на рисунке 6.16. На развертке данных ультразвукового скважинного телевизора (рисунок 6.16, а) наблюдаются четыре темные зоны по периметру скважины (указывающие на низкую амплитуду отражений акустических импульсов от стенки скважины), отличающиеся от двух зон, наблюдаемых на рисунке 6.4. Вид в сечении (рисунок 6.16, б) указывает на то, что вывалы с каждой стороны ствола являются *двухдольчатыми*, как предполагали авторы работы [Vernik, Zoback, 1990], когда рассматривали формирование вывалов в скважине глубокого бурения (Тюрингия) при пересечении ее круто падающими плоскостями сланцеватости.

Моделирование процесса формирования вывалов при присутствии ослабленных плоскостей напластования или сланцеватости, пересекающих скважину под большими углами, показано на рисунке 6.16, в. В этом случае формирование вывалов происходит благодаря двум факторам: (1) концентрация напряжений превышает прочность неповрежденных пород и (2) концентрация напряжений активирует смещение по ослабленным плоскостям, увеличивая таким образом зону разрушений. Причиной появления двойных углублений является изгиб траекторий напряжений вокруг скважины, как показано на рисунке 6.1, так что возникают зоны, где ориентация S_1 становится оптимальной для смещений по плоскостям напластования. Как показано на рисунке 6.16, в, это происходит в прискважинной зоне, где должны формироваться *нормальные* вывалы (вывалы, формирующиеся в результате концентрации напряжений, превышающих прочность неповрежденных пород). В случае формирования вывалов в гомогенных и изотропных породах увеличение веса бурового раствора может обеспечить стабилизацию стволов скважин и уменьшение размеров вывалов (рис. 6.16, г). Эта проблема была также исследована в работе [Germanovich, Galybin, 1996]. Процесс формирования вывалов в таких случаях будет рассмотрен в главе 10 в двух контекстах: на площадях, где присутствуют крутопадающие плоскости напластования (из-за неоднородностей геологической структуры) и когда скважины с большим отклонением от вертикали бурятся через зоны с приблизительно горизонтальным напластованием. В первом случае стабильность ствола скважины (даже при бурении приблизительно вертикальной скважины) должна учитывать присутствие ослабленных плоскостей напластования [Willson, Last, 1999].

Во втором случае небольшие изменения по углу отклонения от вертикали и азимуту могут оказать значительное влияние на стабильность ствола скважины в зависимости от наличия смещения по ослабленным плоскостям напластова-

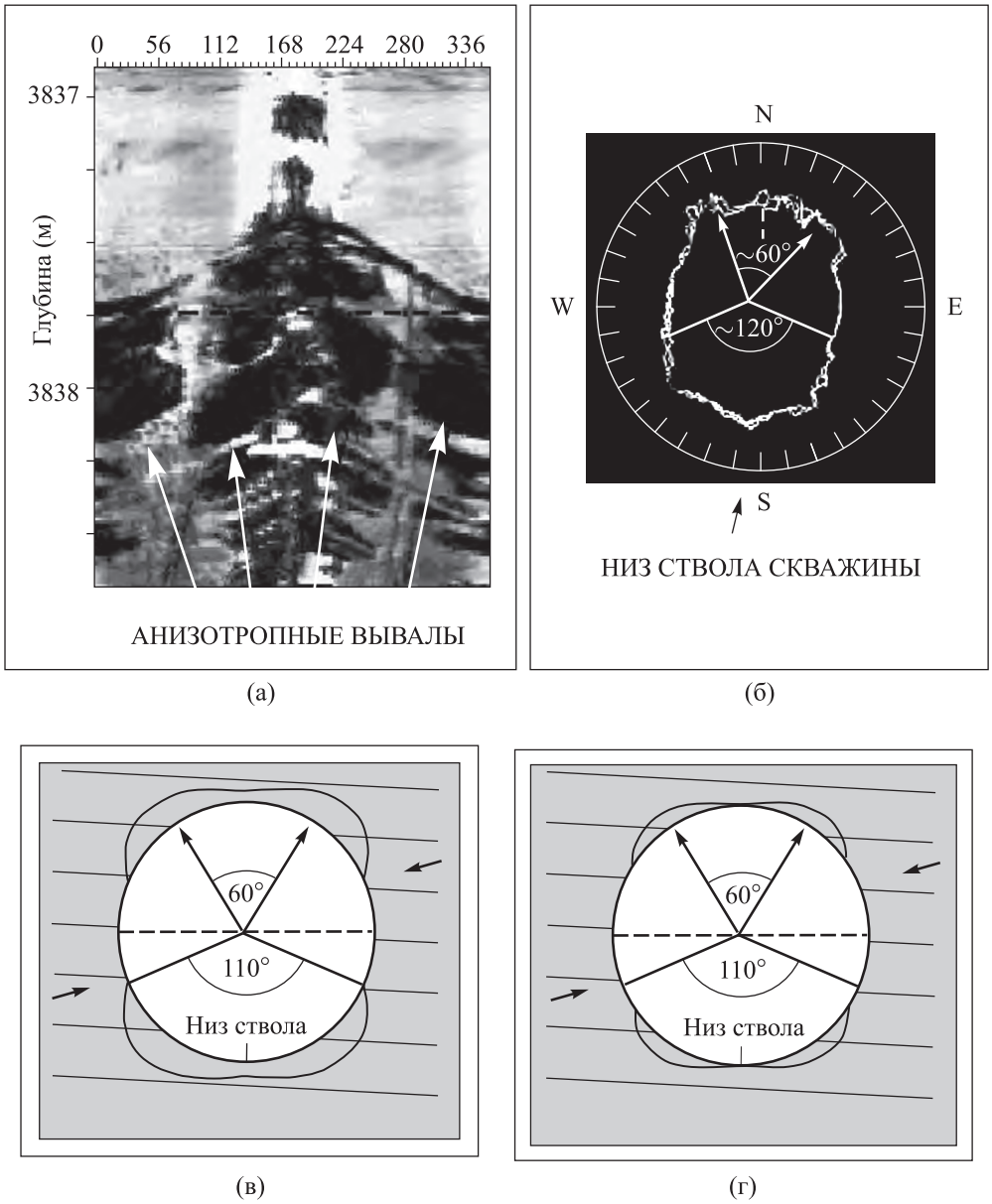


Рис. 6.16. (а) Изображение, полученное при помощи ультразвукового телевизора: вывалы, возникшие под влиянием анизотропии прочности породы, связанной с присутствием ослабленных плоскостей напластования, пересекающих скважину под большим углом. Отмечаются четыре вертикальные полосы с низкой амплитудой отражений (ср. с двумя полосами на рис. 6.4). (б) Сечение с вывалами, возникшими из-за ослабленных плоскостей напластования: отметим характерную форму с четырьмя углублениями. (в) Моделирование вывалов при смещении по плоскостям напластования в результате изгиба траекторий напряжений вокруг скважины. (г) При увеличении веса бурового раствора размер вывалов уменьшается

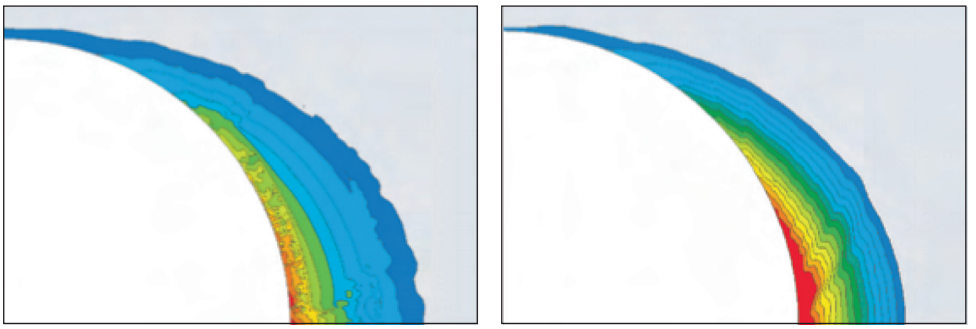
ния, активируемым концентрацией напряжений вокруг скважины. Как показано в исследованиях, представленных в главе 10, наличие ослабленных напластований необходимо принимать во внимание при расчетах, касающихся стабильности стволов скважин.

В отношении предложенных методов прогноза ширины вывалов на основе прочности материалов важно отметить, что для расчета формирования вывалов был разработан ряд теорий. Например, в работе [Vardulakis, 1988] исследовано формирование вывалов на основе теории бифуркации, а в работе [Germanovich, Dyskin, 2000] — на основе роста микротрещин, с использованием теоретических положений механики трещин. Нет сомнения, что такие теории могут, в конечном счете, привести к более полному и на практике более полезному пониманию процессов формирования вывалов, чем рассматриваемая в данной книге относительно простая теория. Несмотря на это, мы увидим в последующих главах, что даже относительно простые теории разрушения пород могут быть достаточно эффективны в прогнозе стабильности стволов скважин с достаточной точностью (глава 10) и вполне полезны при оценке напряжений (глава 7).

Для прогноза зон разрушения вокруг скважины применяется критерий упруго-пластичного разрушения и выражения через критерий разрушения с общей пластичной деформацией. На практике такие расчеты выполняются на основе технологий цифрового анализа, таких как метод конечных элементов. Пример расчетов показан на рисунке 6.17 [S. Willson]. Цветом показаны пластичные деформации, рассчитанные по модели упруго-пластичного разрушения (рис. 6.17, а) и стандартной модели Мора – Кулона (рис. 6.17, б). Отметим, что формы вывалов в двух случаях достаточно схожи и, фактически, достаточно схожи с формой вывалов, прогнозируемых по уравнениям Кирша на основе концентрации упругих напряжений (рис. 6.3 и 6.5). Схожесть этих результатов может привести к вопросу о целесообразности использования более сложных теорий и методов анализа для оценки стабильности стволов скважин. Это говорит о важности определения действительной ценности таких методик в отношении проблем выноса песка и разрушения стволов скважин при бурении в рыхлых и/или пластичных формациях: очевидно, в этих случаях использование упругого анализа и применение теории прочности материалов для оценки разрушения стволов скважин вряд ли оправдано.

Принципиальной трудностью при применении цифровых методов на основе критерия разрушения с общей пластичной деформацией (как представлено на рисунке 6.17, а) является необходимость эмпирического определения деформации, при которой происходит разрушение, хотя доказано, что оценка деформации при разрушении может быть сделана на основе тестов толстостенных полых цилиндров из образцов керна. Такие тесты включают в себя осевую нагрузку цилиндрических образцов керна с осевым отверстием до появления песка в предположении, что напряжение, при котором отмечается выделение песка, будет приблизительно таким же, как в пластовых условиях. Несмотря на это, уже 50 лет

лабораторные эксперименты определяют разрушение как функцию напряжений в осадочных породах средней прочности (породах с цементированными зернами), и пока не выяснено до конца, как правильно использовать связь разрушения и деформации для решения таких задач, как обеспечение стабильности стволов скважин во время бурения.



(а) (б)

Рис. 6.17. Площадь, на которой формируются вывалы вокруг цилиндрической скважины, может быть смоделирована на основе критерия общей пластичной деформации, что предпочтительнее, чем модель на основе критерия напряжений. Расчеты конечных элементов указывают на зоны ожидаемых вывалов при условии критического уровня деформаций, при котором происходит разрушение. (а) Деформация пород вокруг ствола скважины в упруго-пластичной модели (красный цвет указывает на высокую степень деформации). (б) Прогноз зоны разрушения на основе применения теории прочности материалов и критерия Мора – Кулона

Химические эффекты

Химическое взаимодействие между буровым раствором и породами со значительным содержанием глинистых минералов может влиять на прочность и поровое давление, что, в свою очередь, влияет на разрушение стволов скважин. Применение буровых растворов на нефтяной основе минимизирует проблемы, но такие растворы могут быть очень дорогими и их применение часто ограничено нормативными актами. В контексте теории, описанной в работе [Mody, Hale, 1993], существуют три важных фактора, учитывающие химические эффекты, которые влияют на стабильность стволов скважин. Во-первых, это минерализация бурового раствора относительно минерализации порового флюида в формациях. Эта величина выражается как водная активность A_m, которая обратно пропорциональна минерализации. Если активность бурового раствора больше активности порового флюида (A_w), осмос может быть причиной увеличения порового давления, и ствол скважины становится менее стабильным. Проще говоря, осмотическое давление является причиной движения флюидов с меньшей минерализацией в сторону флюидов с большей минерализацией. Во-вторых, изменения порового

давления ограничены эффективностью мембраны, то есть тем, насколько легко ионы могут проходить из бурового раствора в породу. Концепцию дифференциального воздействия осмотического давления на стабильность стволов скважин легко пояснить на примере с использовании буровых растворов на водной основе. Так как нефть обладает совершенной мембранной эффективностью, она предотвращает обмен ионами, буровые растворы на нефтяной основе обычно рассматриваются как основное средство для устранения вышеописанного эффекта движения флюидов. В работе [Rojas, Clark 2006] показано, что буровой раствор на нефтяной основе с эмульгированной водой является важным элементом оптимизации минерализации буровых растворов для уменьшения нестабильности стволов скважин. И наконец, емкость катионного обмена глин является важным фактором замещения катионов, Mg^{++} на Ca^{++} и Na^{+} на K^{+}, уменьшающего прочность глин. Таким образом, условие $A_m < A_p$ аналогично виртуальному превышению давления бурового раствора, которое ведет к стабилизации ствола скважины, тогда как $A_m > A_p$ аналогично виртуальной депрессии, в результате которой может произойти дестабилизация ствола [Mody, Hale, 1993].

На рисунке 6.18, а разрушение части ствола скважины графически представлено как зависимость от эффективности мембраны и водной активности бурового раствора. Мы покажем в главе 10, что существует эмпирическое правило: если разрушению подверглось менее половины периметра ствола скважины, обеспечение стабильности ствола еще не становится неразрешимой задачей. Отметим однако, что для очень высоких значений A_m (низкая минерализация раствора) ствол скважины очень нестабилен, независимо от эффективности мембраны. При средних значениях A_m увеличение эффективности мембраны может существенно повысить стабильность ствола скважины. Другими словами, при $A_m < A_p$ ограничение обмена ионами повышает стабильность ствола скважины. Необходимо отметить, что возможными последствиями чрезмерного повышения минерализации бурового раствора являются обезвоживание и образование трещин в глинах на стенках скважин. Это явление, возможно, приводит к механическому ослаблению глин, однако важность такого эффекта является объектом дискуссии.

Рисунок 6.18, б иллюстрирует химическое взаимодействие между буровым раствором и глинистой формацией, значительно ослабляющее породу. Иногда вес раствора используют для компенсации эффекта ослабления (хотя этот эффект может уменьшаться со временем в результате химических и пороупругих процессов). Например, для $A_m = 0{,}7$ и веса раствора 11 ppg образуется вывал шириной $100°$, то есть более половины периметра ствола скважины будет разрушено и это приведет к снижению стабильности ствола скважины. Повышая вес бурового раствора до $1{,}378$ кг/м^3, можно добиться уменьшения ширины вывала до величины около $60°$, в результате ствол скважины станет более стабилен. Аналогичный результат получается с раствором весом $1{,}318$ кг/м^3 при понижении A_m до $0{,}67$. Рисунок 6.18, в иллюстрирует изменение зоны разрушения ствола скважины при $A_m = 0{,}5$ и $A_w = 0{,}88$ для эффективности мембраны

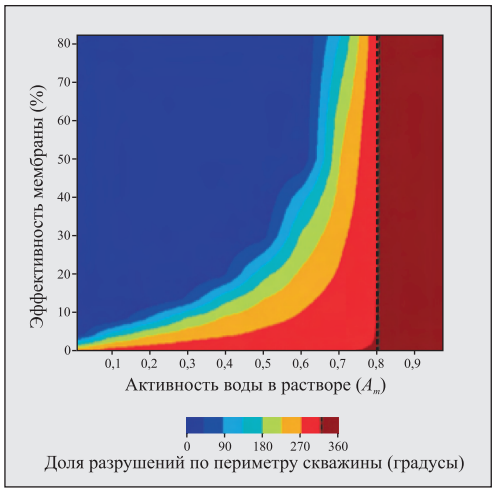
0,1. Когда буровой раствор гораздо более минерализован, чем пластовый флюид, ствол скважины действительно становится более стабильным со временем, как отмечается по величине прочности пород, требуемой для предотвращения разрушения (в зависимости от расстояния от стенки скважины и от времени). Это происходит благодаря понижению порового давления на стенках скважины при минерализованном буровом растворе вследствие вызванного потока флюида из породы в скважину.

Полное рассмотрение влияния химических эффектов на стабильность стволов скважин выходит за рамки данной книги. Однако необходимо помнить, что временная зависимость ионного обмена не рассмотрена в показанных расчетах (обмен ионами рассмотрен только в контексте эффективности мембраны). Другим фактором, действующим на обмен ионов, является физический размер вовлеченных ионов, так как скорость ионного обмена для больших ионов (таких как K^+ и Ca^{++}) ниже, чем для маленьких ионов (таких как Na^+ и Mg^{++}) [Van Oort, Hale, 1995].

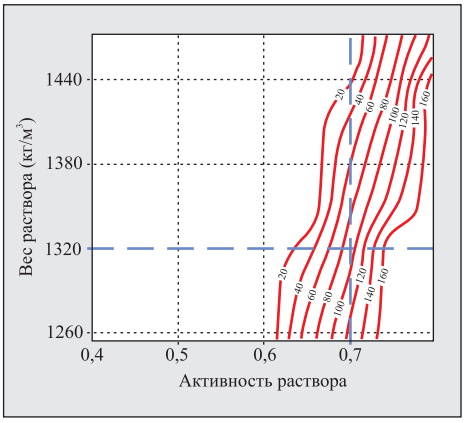
Типы формирования вывалов

Рассмотрим условия, когда $\sigma_{11} = \sigma_{\theta\theta}$, $\sigma_{22} = \sigma_{zz}$ и $\sigma_{33} = \sigma_{rr}$, для различных типов разрушения стенок скважины при сжатии. Существуют различные типы формирования вывалов в зависимости от относительных величин трех главных напряжений, $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{rr} и σ_{zz} [Guenot, 1989]. Эта тема также была рассмотрена в работе [Barton, Bornemann, 1999], где описаны различные виды разрушения стенок скважин.

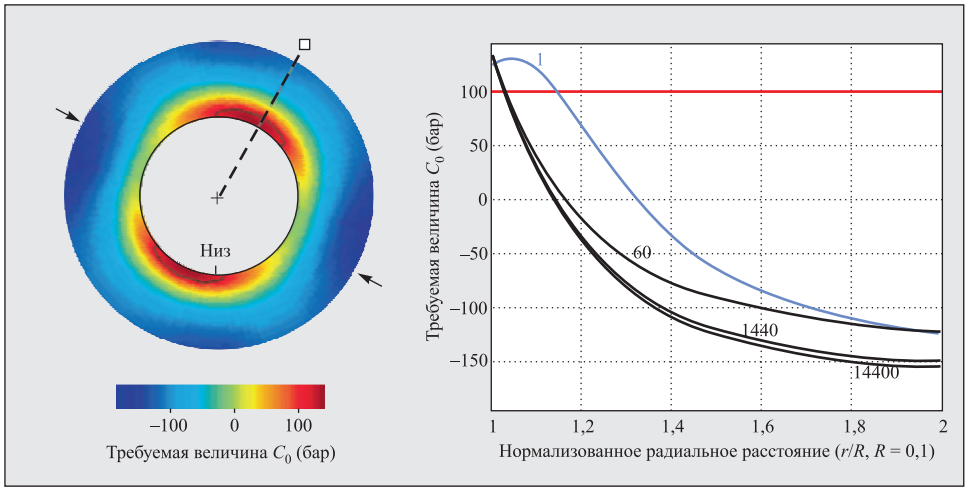
Таблица 6.2 обобщает шесть возможных типов разрушения стволов скважин при сжатии, в зависимости от того, какое из напряжений $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{rr} и σ_{zz} соответствует величинам σ_1, σ_2 и σ_3. Обычные вывалы (тип B) соответствуют разрушению, начинающемуся, когда напряжениям $\sigma_{\theta\theta}$ и σ_{rr} соответствуют величины σ_1 и σ_3. Как рассмотрено выше, при отсутствии изменений σ_{rr} вокруг ствола скважины, разрушение происходит в зоне максимальной величины напряжений (в вертикальной скважине это область стенки ствола по азимуту минимального главного горизонтального напряжения, см. рис. 6.2). В связи с тем, что промежуточное главное напряжение σ_2 (в данном случае $\sigma_2 = \sigma_{zz}$) находится в плоскости разрушения сдвига, обломки трещиноватых пород осыпаются в скважину, когда концентрация напряжений превышает прочность породы. При разрушениях типов X и X2 величине σ_2 соответствует напряжение σ_{rr}, так что при появлении разрушений плоскости трещин будут формироваться перпендикулярно стенкам скважины с направлением смещений параллельно стенкам скважины. Однако значительных зон разрушения не возникает, потому что разрушенные породы не осыпаются в скважину. Типы разрушений, обозначенные индексами X2, R1 и R2 в таблице 6.2, требуют очень высокого веса бурового раствора, таким образом, величина σ_{rr} ($\sigma_{rr} = \Delta P = P_m - P_p$) соответствует напряжению σ_1 или σ_2. Кро-



(а)



(б)



(в)

Рис. 6.18. Характер воздействия химических реакций между буровым раствором и глинами на стабильность ствола скважины. (а) Активность бурового раствора увеличивается относительно активности пластового флюида, зона разрушения становится значительно больше. При средней активности бурового раствора увеличение эффективности мембраны увеличивает стабильность стенок скважины. (б) В некоторых случаях умеренное увеличение веса бурового раствора может компенсировать ослабляющий эффект взаимодействия раствора и глин. (в) При достаточно низкой активности бурового раствора взаимодействие раствора и глин может привести к упрочению стенки скважины со временем, так как поровое давление в породах вокруг скважины уменьшается. Возможные менее полезные эффекты рассмотрены в тексте

ме того, очень высокий вес бурового раствора, вызывающий такие разрушения, больше, чем вес в случае потери циркуляции в результате непреднамеренного гидроразрыва пород. Наконец, разрушения типа Z наблюдаются при тех же условиях, что и вывалы, однако в этом случае разрушение обычно будет ожидаться по всему периметру скважины, так как значение σ_{rr} (соответствующее напряжению σ_3) не изменяется вокруг скважины; если значение σ_{zz} (в данном случае соответствующее σ_1) достаточно большое для разрушения, когда оно превышает $\sigma_{\theta\theta}$ и σ_{rr} (по азимуту S_{Hmax}, см. рис. 6.2), оно будет иметь даже большие величины на других азимутах (сравнение уравнений (6.4) и (6.6)). Следовательно, такие разрушения дадут результат аналогичный размыву (разрушение вокруг всего ствола скважины), но вывалы не встречаются на азимутах, отличающихся на 90° от направлений обычных вывалов. Согласованность сотен и тысяч ориентировок вывалов в тысячах скважин по всему миру с независимыми наблюдениями напряжений (как представлено в главах 1 и 9) демонстрирует, что формирование обычных вывалов (вид B) является преобладающим видом разрушений сжатия стволов скважин. При рассмотрении стабильности стволов скважин в главе 10, вид Z включен в анализ разрушений.

Таблица 6.2. Типы разрушения стенок скважин при сжатии

Тип	σ_1	σ_2	σ_3	Примечание
B	$\sigma_{\theta\theta}$	σ_{zz}	σ_{rr}	Обычные вывалы
X	σ_{zz}	σ_{rr}	$\sigma_{\theta\theta}$	Формируются на противоположных стенках скважины как обычные вывалы, но обломки не осыпаются в скважину, так как $\sigma_{rr} = \sigma_2$
Z	σ_{zz}	$\sigma_{\theta\theta}$	σ_{rr}	Разрушение всех стенок вокруг скважины
X	$\sigma_{\theta\theta}$	σ_{rr}	σ_{zz}	Требуется высокий вес бурового раствора. Разрушенные породы не осыпаются в скважину, так как $\sigma_{rr} = \sigma_2$
R	σ_{rr}	σ_{zz}	$\sigma_{\theta\theta}$	Требуется необоснованно высокий вес бурового раствора
R	σ_{rr}	$\sigma_{\theta\theta}$	σ_{zz}	Требуется необоснованно высокий вес бурового раствора

Проникновение бурового раствора в трещиноватые породы вокруг ствола скважины

При описании факторов, влияющих на формирование вывалов на стенках скважин, важно подчеркнуть, что стабилизация стволов скважин весом бурового раствора возможна при допущении, что стенки скважин непроницаемы. Следовательно, напряжение σ_{rr}, эквивалентное разности между давлением в скважине и в породе (уравнение (6.5)), при повышении веса бурового раствора (до значений, превышающих значение порового давления) дает возможность уменьшить зону разрушения вокруг ствола скважины. Взаимосвязь этих величин схематически представлена на рисунке 4.5 и количественно подтверждается разницей ширины зон разрушений на рисунках 6.3 и 6.5. При бурении проникнове-

ние бурового раствора в трещиноватые породы и повышение давления приведет к зависимой от времени нестабильности ствола скважины в результате двух процессов. Во-первых, при выравнивании давлений в стволе и вокруг скважины и уменьшению ΔP, значение σ_{rr} будет уменьшаться, а значение $\sigma_{\theta\theta}$ будет увеличиваться, тем самым увеличивая нестабильность ствола скважины. Этот процесс рассматривался в контексте временной зависимости разрушения ствола научно-исследовательской скважины глубинной обсерватории (San Andreas Fault Observatory at Depth, SAFOD), которая была пробурена через разлом Сан-Андреас в 2005 году [Paul, Zoback, 2006]. Результаты представлены в главе 10.

Второй процесс, который может привести к нестабильности ствола скважины при увеличенном давлении вокруг скважины вследствие проникновения бурового раствора, связан с временным падением давления в скважине. Это происходит, когда давление в скважине резко падает при выключении насосов или подъеме буровых труб и забойного инструмента из скважины. Как уже было отмечено выше, условия депрессии усиливают разрушения стенок скважин. Для исключения проблем, связанных с проникновением флюида в окружающие скважину трещиноватые породы, необходимо обратить внимание на применение различных добавок к буровому раствору, предотвращающих потерю циркуляции и блокирующих проникновение бурового раствора в прискважинную зону.

Глава 7

Определение величины S_3 на основе мини-гидроразрыва, расширенного теста на утечку и ограничений величины S_{Hmax} по характеру разрушений стенок вертикальной скважины

В первых главах было показано, что для решений многих проблем геомеханики необходимо знать величины и ориентацию всех трех главных напряжений. Это хорошо видно на примере геомеханических задач и исследований, представленных в главах 10–12. Первым объектом обсуждения в данной главе является минимальное главное напряжение S_3, величину которого можно определить по результатам гидроразрыва пласта (ГРП), а точнее, мини-гидроразрыва (или микро-гидроразрыва). Стоит отметить, что мини-гидроразрыв проводится специально с целью измерения величины минимального главного напряжения. Как рассмотрено ниже, ГРП часто используется при тестах на утечку (и особенно при расширенных тестах на утечку. Таким образом, результаты таких тестов также можно использовать для определения S_3. При сбросовом и сдвиговом режимах образования разломов S_3 эквивалентно S_{hmin}, при надвиговом режиме образования разломов S_3 эквивалентно S_{v}. Методы для определения S_{hmin} по коэффициенту Пуассона (полученному по P- и S-волнам акустического каротажа) основаны на нескольких физических и геологических предположениях. Эти методы будут кратко рассмотрены в главе 9. Достаточно сказать, что прямые измерения величины минимального главного напряжения, проводимые при некоторых формах гидроразрыва, являются единственным надежным методом, применяемым на практике в скважинах на любых возможных глубинах.

Величину минимального главного напряжения можно определить, используя *микро-гидроразрыв* —- маломасштабный гидроразрыв, проводимый только для измерения напряжения на заданной глубине. Обычно для проведения микро-гидроразрыва необходимо произвести перфорацию в цементированной колонне. Определение величины минимального главного напряжения также возможно провести при помощи мини-гидроразрыва или сравнительно маломасштабного гидроразрыва, производимого в начале большего гидроразрыва для повышения

продуктивности низкопроницаемых формаций. Кроме того, величина минимального главного напряжения S_3 может быть определена на начальном этапе ГРП, когда гидроразрыв проводится через гравийный фильтр, устанавливаемый в скважине в интервале рыхлых песков для уменьшения вероятности выноса песка в случае образования водяного конуса. Величина минимального главного напряжения может быть определена и по результатам *теста на утечку*: после спуска колонны обсадных труб на заданную глубину и ее цементирования производится бурение на короткую дистанцию (обычно 3–6 м), далее открытая секция ствола подвергается воздействию избыточного давления до момента ГРП, а затем на основе полученных данных определяется величина минимального главного напряжения. Когда тест на утечку проводится полностью (как описано ниже), он называется *расширенный тест на утечку*. В случаях, когда наблюдаются значительные потери раствора во время бурения, можно предположить, что был проведен случайный ГРП. Данная ситуация требует уменьшения веса бурового раствора до величины, которая меньше, чем минимальное главное напряжение, или величины *градиента гидроразрыва*. И наконец, такое явление как «дыхание скважины», отмечаемое при каротаже во время бурения, указывает на близость величины давления в скважине к величине минимального главного напряжения (глава 10).

Во многих задачах геомеханики особенно важно знание величины максимального главного горизонтального напряжения S_{Hmax}. Например, точное определение значения S_{Hmax} обычно очень важно при решении проблем, связанных со стабильностью ствола скважин, таких как определение оптимального веса бурового раствора, траекторий скважин, глубин спуска обсадных колонн, и т. д. (глава 10). Как объясняется в главе 6, в местах максимальных концентраций напряжений, где формируются вывалы в вертикальных скважинах, тангенциальное напряжение на стенке скважины превышает величину S_{Hmax} в три раза. Следовательно, точная оценка S_{Hmax} часто является критически важным элементом в анализе стабильности ствола скважины. Это важно также при оценке вероятности сдвигов по существующим разломам (глава 11). В главе 5 детально рассмотрено определение тангенциальных и нормальных напряжений на произвольно ориентированном разломе, для чего требуется знаний всех трех главных напряжений.

При всей важности определения величины S_{Hmax} в геомеханике, как мы видим, именно максимальное главное горизонтальное напряжение оказывается самым сложным компонентом тензора напряжения для точной оценки, так как оно не может быть измерено напрямую. В связи с тем, что измерения напряжений на больших глубинах связаны с рядом уникальных проблем, в данной главе мы рассмотрим технологии, доказавшие свою эффективность при определении величины S_{Hmax} в относительно глубоких скважинах. Эти технологии были рассмотрены в работе [Zoback, Barton, 2003]. Предлагаемая *интегрированная стратегия измерения напряжений* была впервые реализована для оценки величин

трех главных напряжений в научно-исследовательской скважине Каджон-Пасс [Zoback, Healy, 1992], а затем в научном проекте глубокого континентального бурения в Германии [Zoback, Apel, 1993; Brudy, Zoback, 1997]. Для оценки минимального главного напряжения S_{hmin} применялся гидроразрыв на глубине 6 км. Данные, представленные выше, и наблюдения за вызванными бурением трещинами растяжения и/или шириной вывалов (w_{BO}) на стенках скважины были использованы для определения пределов величины S_{Hmax}. Теоретической основой этих технологий является концепция равновесия между хрупкой земной корой и силой трения существующих разломов (главы 1 и 9) в контексте лабораторных измерений трения и фрикционной теории разломообразования Кулона (глава 4); возможность применения этих технологий для решения различных практических задач, касающихся геомеханики, была подтверждена рядом исследований по всему миру. Выборка таких исследований представлена в последующих главах.

Широкое использование аппаратуры для получения изображений стенок скважин обеспечило дальнейшее развитие и применение технологий оценки S_{Hmax}, описанных ниже. Как представлено в главе 6, ультразвуковые скважинные телевизоры [Zemanek, Glenn, 1970] и электрическая аппаратура для создания изображений [Ekstrom, Dahan, 1987] дают детальную информацию о разрушении стенок скважин, что критически важно при оценке ориентации и величин напряжений на глубине. Далее мы покажем, что по данным о вызванных бурением трещинах растяжения можно сделать заключения о прочности пород в естественных пластовых условиях в зависимости от присутствия или отсутствия вывалов на стенке скважины. Анализ данных, полученных по группам скважин (и на различных стратиграфических уровнях) позволяет разработать достаточно полную модель напряжений. Разумеется, такие модели точны только в определенных пределах (очевидно, что чем больше информации используется, тем лучше получится модель), и влияние неопределенности оценки напряжений на расчеты стабильности стволов скважин может быть учтено при использовании строгих вероятностных методов [Ottesen, Zheng, 1990; Moos, Peska, 2003]. Это будет показано на примерах исследований, применяемых при оценке стабильности стволов скважин, в главе 10. В заключение данной главы рассматривается оценка величины S_{Hmax} при моделировании вращения вывалов, связанных со смещением по разломам [Shamir, Zoback, 1992; Barton, Zoback, 1994].

Определение величины S_3 по данным гидроразрыва

В данном разделе мы рассмотрим два фундаментальных аспекта возникновения и распространения трещин гидроразрыва в соответствии с классической работой [Hubbert, Willis, 1957]: влияние концентрации напряжений вокруг скважины на возникновение трещин гидроразрыва на стенках скважин и влияние направления минимального главного напряжения на ориентацию и распростра-

нение трещин гидроразрыва вдали от скважины. В главе 12 мы кратко рассмотрим использование гидроразрыва для повышения продуктивности истощенных низкопроницаемых залежей. Проблемы, связанные с непреднамеренным гидроразрывом и с потерей циркуляции во время бурения, обсуждаются в главе 8.

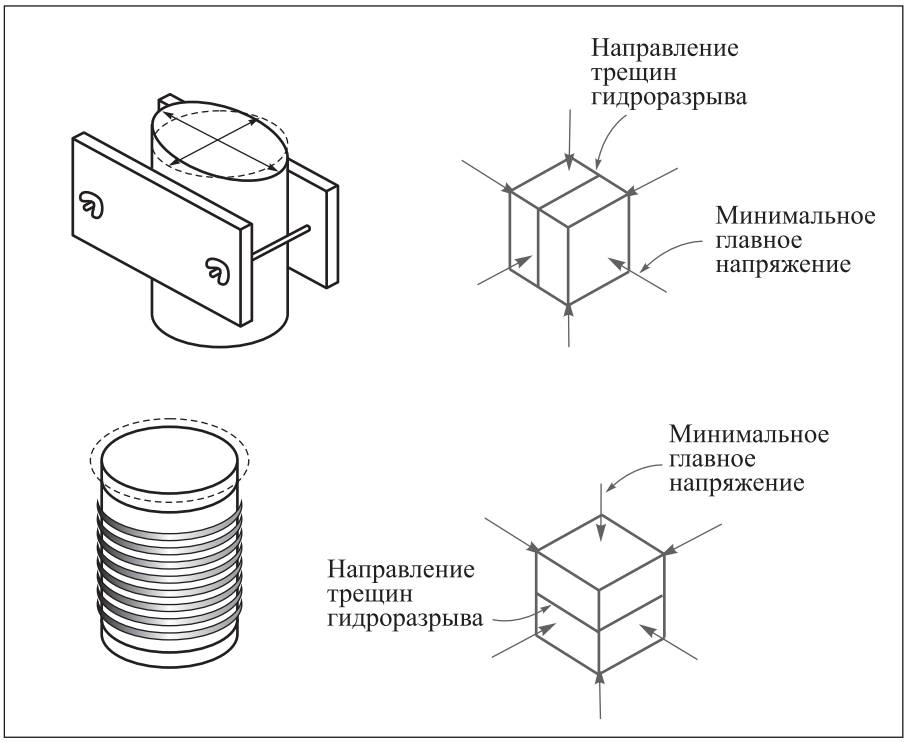
В работе [Hubbert, Willis, 1957] представлены убедительные физические аргументы, доказывающие, что трещины гидроразрыва в земной коре будут всегда распространяться перпендикулярно направлению минимального главного напряжения S_3. В связи с тем, что иследования проводились на открытых трещинах типа 1, было установлено, что получаемая величина пропорциональна произведению напряжения, действующего перпендикулярно плоскости трещины, на величину раскрытия (т. е. работа эквивалентна произведению силы на расстояние), и трещины гидроразрыва всегда будут распространяться перпендикулярно минимальному главному напряжению, так как это минимальная энергетическая конфигурация. Эти наблюдения подтвердились на простых лабораторных экспериментах с песчаными моделями (рис. 7.1) и показали, что распространение даек магматических пород также зависит от ориентации минимального главного напряжения. Этот фундаментальный момент является основой применения гидроразрыва для измерения величины минимального главного напряжения. При сдвиговом и сбросовом режимах напряжений, при $S_3 = S_{\mathrm{hmin}}$, трещины гидроразрыва (и дайки) будут распространяться в вертикальной плоскости перпендикулярно направлению S_{hmin} (и параллельно S_{Hmax}). При надвиговом режиме напряжений (при $S_3 = S_{\mathrm{v}}$) трещины гидроразрыва будут распространяться в горизонтальной плоскости. Публикация работы [Hubbert, Willis, 1957] послужила разрешению большой части имевшихся на то время спорных вопросов и основное внимание стало уделяться характеру распространения трещин гидроразрыва в нефтяных и газовых скважинах (в вертикальной или горизонтальной плоскости), а также вопросу о том, будут ли они распространяться по существующим трещинам и разломам. Работы по изучению даек и эксперименты по изучению гидроразрыва в горных выработках [Warren, Smith, 1985] показали, что существующие трещины и разломы имеют некоторое влияние на распространение трещин гидроразрыва, однако в основном траектория распространения трещин зависит от ориентации минимального главного напряжения.

Другой вопрос связан с характером инициации трещин на стенке скважины. Авторы работы [Hubbert, Willis, 1957] впервые отметили, что трещины растяжения на стенках развиваются при условиях, когда уравнение (6.7) эквивалентно $-T_0$, прочности пород на растяжение. В связи с тем, что $T_0 \sim 0$, трещины растяжения будут формироваться на стенке скважины, когда кольцевое напряжение перейдет в растяжение, как это происходит при формировании трещин растяжения, возникающих в процессе бурения. Как отмечено в главе 6, отличие вызванных бурением трещин растяжения от трещин гидроразрыва заключается в том, что во время гидроразрыва давление флюида в скважине выше величины минимального главного напряжения, так что трещины распространяются от ствола

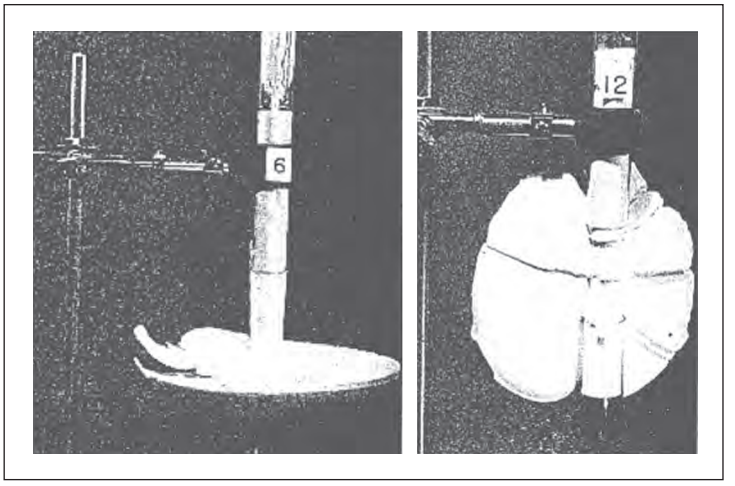
скважины в глубь пласта. В некоторых случаях давление в скважине, требуемое для возникновения трещин растяжения, больше, чем минимальное главное напряжение, так что давление падает после появления трещин. В других случаях давление, при котором начинают появляться трещины, значительно ниже минимального главного напряжения, и тогда что давление в скважине медленно поднимается до величины минимального главного напряжения после возникновения трещин растяжения на стенке скважины [Hickman, Zoback, 1983]. Это хорошо видно в процессе формирования вызываемых бурением трещин растяжения, рассмотренного в главе 6. Очевидно, что в интервале, подвергнутом гидроразрыву, уже присутствуют вызванные бурением трещины растяжения и нет необходимости дополнительного повышения давления.

График зависимости давление от времени, иллюстрирующий расширенный тест на утечку или мини-гидроразрыв, показана на рис. 7.2. В случае, представленном на графике (рис. 7.2), скорость закачки в скважину остается постоянной, а значит, давление должно увеличиваться линейно со временем, так как объем скважины остается постоянным. При значении давления, при котором наблюдается заметное отклонение от линейного увеличения скважинного давления (обозначенного как точка утечки), должна формироваться трещина гидроразрыва. Причина этого не в заметном уменьшении скорости нагнетания в скважину, а в значительном увеличении объема системы, в которую производится нагнетание. Другими словами, давление в скважине должно быть достаточным для распространения трещин довольно далеко от скважины, чтобы обеспечить увеличение объема системы, а также достаточным для влияния на скорость роста давления в скважине. Таким образом, при заметном изменении скорости повышения давления должно наблюдаться распространение трещин гидроразрыва вдаль от скважины в направлении, перпендикулярном минимальному главному напряжению. Таким образом, явная точка утечки (отчетливая точка перелома) приблизительно эквивалентна минимальному главному напряжению (как показано на рис. 7.2), хотя давление в скважине может также отражать некоторое околоскважинное сопротивление распространению трещин. Если гидроразрыв проводится через перфорационные отверстия в цементированной колонне (как с случае мини- или микро-гидроразрыва), кривизна перфорационных каналов/системы трещин может явиться причиной увеличения давления в скважине до значений, превышающих минимальное главное напряжение. Кроме того, причиной может являться высокая скорость закачки или относительно высокая вязкость используемого флюида.

Необходимо отметить, что на рис. 7.2 представляет давление на поверхности во время мини-гидроразрыва или теста на утечку (давлении в начале теста равно нулю). Для определения величины минимального главного напряжения на глубине тестирования необходимо добавить давление в скважине, возникающее под влиянием столба скважинного флюида. На практике во время таких тестов всегда предпочтительнее измерять давление в скважине (забойное давление).



(а)



(б)

Рис. 7.1. Схема лабораторных экспериментов на песчаной модели, демонстрирующих распространение трещин гидроразрыва перпендикулярно ориентации минимального главного напряжения. Фотографии иллюстрируют гидроразрыв, выполненный с применением гипса в качестве жидкости *гидроразрыва*, в находящемся под давлении контейнере с неконсолидированным песком [Hubbert, Willis, 1957]

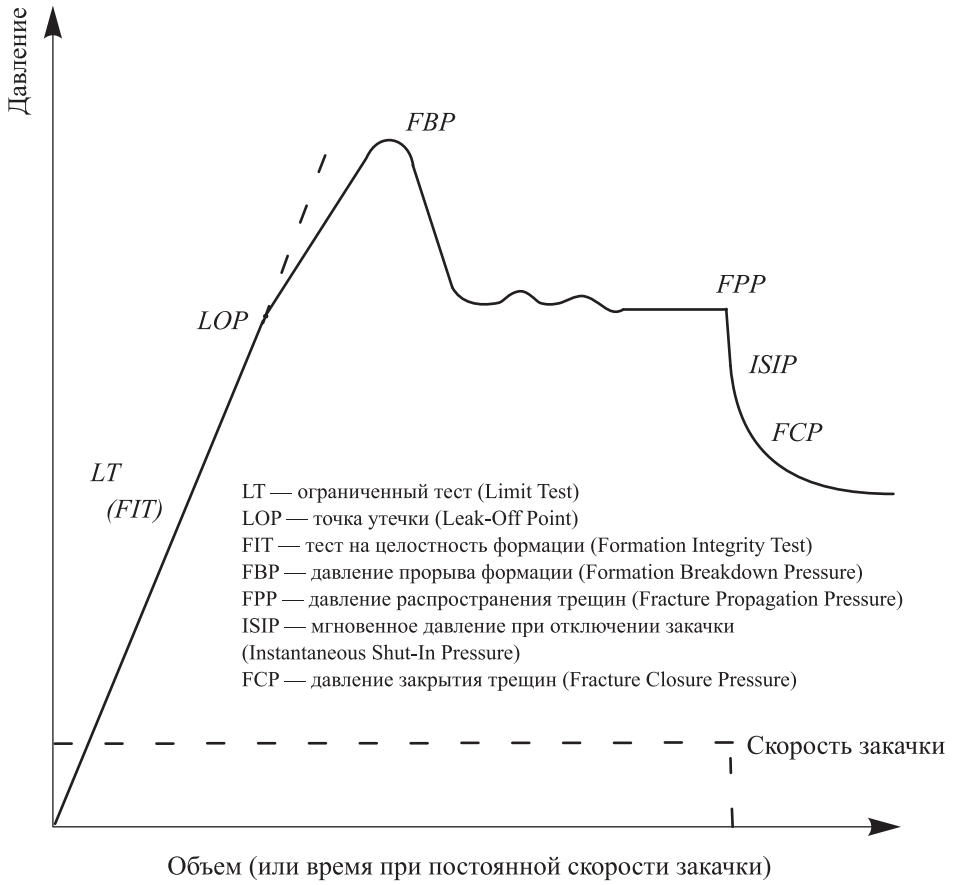


Рис. 7.2. Схема мини-гидроразрыва или расширенного теста на утечку, где изображена зависимость давления от закаченного объема (или от времени, если скорость закачки постоянна) (по [Gaarenstroom, Tromp, 1993], с изменениями). Интерпретация графика представлена в тексте

Если точка утечки не достигнута, говорят о проведении ограниченного теста или испытании на гидроразрыв породы. Такой тест просто указывает, что при максимальном достигнутом давлении давление флюида не распространяется в пласт от стенки скважины, потому что оно не превышает значения минимального главного напряжения (или оно недостаточно для возникновения трещин в стенках скважины, если тест проводится в открытом стволе). Пик достигнутого давления при тесте на утечку или мини-гидроразрыве называется давлением гидроразрыва пласта (горной породы) и представляет давление, при котором происходит нестабильное развитие трещин вдали от ствола скважины (потоки флюида движутся из скважины в трещины быстрее, так что насос способен поддерживать начальное давление, следовательно, значение давления снижается). Разница между значениями давления при тесте на утечку и прорыва формации

является комплексной функцией, зависящей от условий, созданных сразу же после проведения ГРП в непосредственной близости от скважины (особенно при проведении гидроразрыва через перфорационные отверстия). Если закачка продолжается с постоянной скоростью, давление закачки будет падать после прорыва формации до относительно постоянной величины, называемой давлением распространения трещин. Это давление, при котором происходит распространение трещин в породе вокруг скважины. При отсутствии заметного околоскважинного сопротивления, отмеченного выше (т. е. если скорость закачки и вязкость флюида достаточно низки), давление прорыва формации очень близко к минимальному главному напряжению [Hickman, Zoback, 1983]. Следовательно, величины давления при тесте на утечку и про прорыве формации будут близки. Следует подчеркнуть, что нет необходимости определения точного значения давления в надежных мини-ГРП или расширенных тестах на утечку. Именно благодаря тому, что значения этих величин давления очень близки, в обычной нефтяной практике тесты на утечку проводятся только до точки утечки, а не выполняется расширенный тест на утечку.

Лучшее измерение минимального главного напряжения получают по мгновенному давлению после закрытия устья при ГРП (давление измеряется после резкой остановки потока в скважину). При таком измерении исчезает часть давления, связанная с трением и потерями на вязкость [Haimson, Fairhurst, 1967]. В тщательно проведенных тестах поддерживается постоянная (и низкая) скорость закачки ($\sim$ 0,2 м^3/мин, 0,1 м^3/мин) и применяются флюиды с низкой вязкостью (вода или легкая нефть), а также происходит непрерывное измерение давления. В таких тестах все описанные величины давления имеют приблизительно одинаковые значения, что обеспечивает дублирование и получение надежной информации о величине S_3. Если применяется вязкая жидкость ГРП или жидкость ГРП со взвешенным проппантом, значение давления, необходимого для прорыва формации, будет увеличиваться благодаря большой потере на сопротивление. В таких случаях определение давления закрытия трещин является лучшим способом измерения минимального главного напряжения, чем вышеописанные процедуры. В тестах давление закрытия трещин может быть определено графически путем построения зависимости давления от квадратного корня времени и нахождения на кривой точки, где меняется угол наклона [Nolte, Economides, 1989]. Однако при некорректном применении описанного метода давление закрытия трещин может занизить величину минимального главного напряжения; в ряде случаев данный метод неприменим.

Графики на рис. 7.3 иллюстрируют два цикла повышения давления при мини-гидроразрыве, проведенном в нефтяной скважине, расположенной в юго-восточной Азии. Отметим, что скорость закачки приблизительно постоянна ($\sim$ 0,1 м^3/мин) при первом цикле (в котором было закачано 1,6 м^3 до остановки закачки) и поддерживалась достаточно постоянной при втором цикле (в котором было закачано 2,4 м^3 до остановки закачки). Не ясно, было ли достигнуто посто-

янное значение давления, необходимое для прорыва формации, до отключения закачки при первом цикле повышения давления, но достаточно ясно, что оно было достигнуто на втором цикле. Информация по давлению при остановке закачки показана для двух тестов. Мгновенное давление при отключении закачки, как функция от времени, было определено из графика в точке, где линия быстрого падения давления отклоняется от линии более умеренного падения давления. Давление закрытия трещин, как функция от квадратного корня из времени, также было определено в точке, где линия быстрого падения давления отклоняется от линии более умеренного падения давления. Как показано, эти два значения давления отличаются на несколько бар. При добавлении к измеряемым величинам гидростатического напора вариации между результатами тестов в оценке S_{hmin} составляют менее 1 % от этих величин.

График на рис. 7.4 представляет объединенные данные по поровым давлениям и тестам на утечку на месторождении Висунд в северной части Северного моря. Поровое давление до глубин около 1 500 м является гидростатическим (не показано), но на глубине около 3 000 м составляет приблизительно 75 % от вертикального напряжения. Отметим три важные особенности минимального главного напряжения. Во-первых, измерения выполнены с высокой повторяемостью и указывают на устойчивый тренд по всему полю. Во-вторых, измерения явно указывают на напряжение сжатия, даже на относительно небольших глубинах (с гидростатическим поровым давлением) величина минимального главного напряжения очень близка к вертикальному напряжению. Из графика видно, что величина S_{Hmax} больше, чем S_{v}; таким образом, в регионе отмечается сдвиговый режим напряжений. Однако в связи с тем, что S_{hmin} очень близко к S_{v}, возможен случай, когда S_3 будет эквивалентно S_{v}, и будет определяться надвиговый режим напряжений, если величина S_{v} слегка переоценена (благодаря неопределенности по плотности) или если S_3 слегка выше показанных величин (при некачественных измерениях). Рассмотренное выше особенно важно при рассмотрении характера распространения трещин гидроразрыва (например, для повышения продуктивности низкопроницаемых залежей). Как уже было отмечено, если $S_3 = S_{\mathrm{hmin}}$, то на стенках скважины возникают вертикальные трещины гидроразрыва. Несмотря на это, при $S_3 = S_{\mathrm{v}}$ на стенках скважины будет происходить формирование вертикальных трещин (когда увеличение скважинного давления приведет $\sigma_{\theta\theta}$ к растяжению). Однако трещины гидроразыва по мере удаления от ствола скважины смещаются к горизонтальной плоскости (перпендикулярно направлению S_{v}) [Baumgartner, Zoback, 1989]. После распространения трещин в глубь от ствола скважины величины давления роста трещин и мгновенного давления при прекращении закачки могут использоваться для определения S_3. В случаях, где $S_3 \sim S_{\mathrm{v}}$, особенно важно тщательно интегрировать плотностной каротаж для определения S_{v} и надежного определения соответствия между S_3 и одним из напряжений (S_{v} или S_{hmin}). На месторождении Висунд были предприняты значительные усилия для оценки плотности пород на экстремально малых глубинах,

что обеспечивает получение данных для построения показанной кривой. В противном случае было бы очень трудно определить соотношение минимального главного напряжения и вертикального напряжения.

Другой способ определения минимального главного напряжения заключается в проведении испытаний на приемистость. При таких тестах закачка в скважину выполняется при заданных фиксированных скоростях, как показано на рис. 7.5. Легко определить давление раскрытия трещин гидроразрыва; циклы закачки имеют место при постоянном повышении скорости с минимальным увеличением скважинного давления. До открытия трещин гидроразрыва наблюдается значительное увеличение давления закачки, как ожидается для системы, где доминирует диффузия в формации, и/или с закрытой трещиной гидроразрыва.

В последние годы предложен ряд методов анализа данных, полученных при измерении давления в момент прекращения закачки для определения минимального главного напряжения. Рассмотрение различных технологий проведено авторами работы [Zoback, Haimson, 1982; Baumgartner, Zoback, 1989; Rummel, Hansen, 1989; Hayashi, Haimson, 1991; Guo, Morgenstern, 1993]. Альтернативный способ измерения минимального главного напряжения заключается в ступенчатом увеличении давления в скважине и измерении скорости падения давления. Такие тесты основаны на том, что после формирования трещин скорость падения давления возрастает. Если используется значительное число ступеней давления в закрытом пространстве, величина минимального главного напряжения может быть определена с соответствующей точностью. Существуют также другие технологии (так называемые методы закачки-откачки [Raaen, Brudy, 2001]), которые дают достоверные результаты. Авторы работы [Hayashi, Haimson, 1991] рассмотрели интерпретацию данных при остановке закачки в теории и предложили технологию, которую они обоснованно считают наиболее оптимальной для определения минимального главного напряжения.

К сожалению, многие тесты на утечку проводятся на основе крайне простых полевых методик. Когда проводится анализ результатов таких тестов, необходимо рассмотреть два вопроса для определения пригодности полученных данных для измерения минимального главного напряжения. Во-первых, есть ли признак того, что точка утечки достигнута? Если да, то это значение может быть рассмотрено как приблизительное значение минимального главного напряжения. Если нет, то тест должен быть рассмотрен как испытание на гидроразрыв породы, и максимальное достигнутое давление нельзя использовать для оценки минимального главного напряжения. Во-вторых, было ли достигнуто стабильное давление распространения трещин? Если да, то трещины явно распространяются от скважины в глубь пласта и давление остановки закачки, скорее всего, можно использовать для определения S_3. Однако даже при наличии прямого ответа на эти два вопроса и при хорошем качестве имеющейся записи иногда все же неизбежно приходится доверять этой единственной записи, не зная, является ли она достоверной оценкой минимального главного напряжения. На практике в некоторых случаях кри-

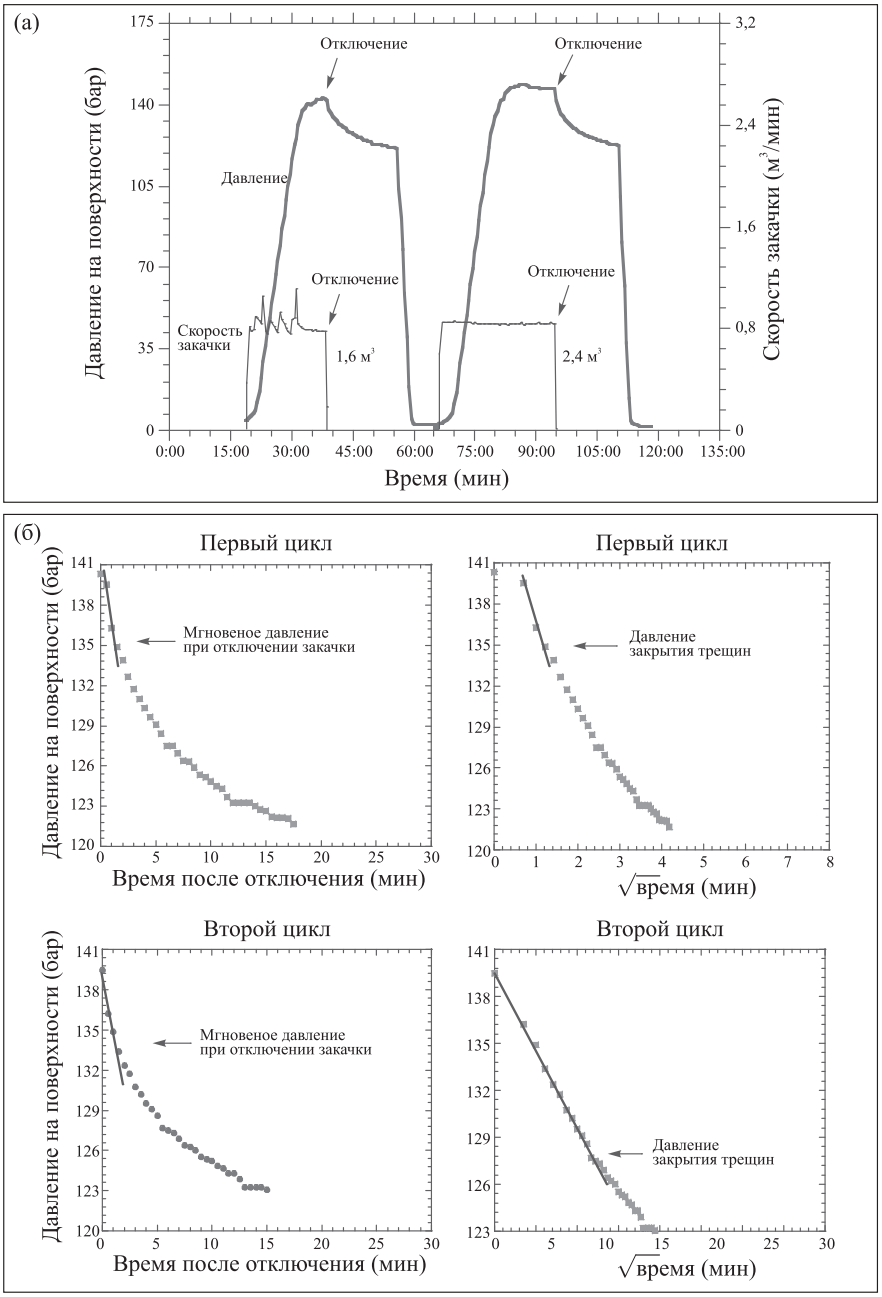


Рис. 7.3. Графики давления и скорости закачки для двух циклов мини-гидроразрыва (Тиморское море). В таких тестах очень невелика разница между мгновенным давлением при отключении закачки и давлением закрытия трещин в каждом из двух циклов: давление закачки выше примерно на 7 бар. Представленные графики указывают значения давления на поверхности, величины же забойного давления (давления в скважине) (после суммирования гидростатического давления от поверхности до глубины измерения) изменяются в пределах менее 2 %

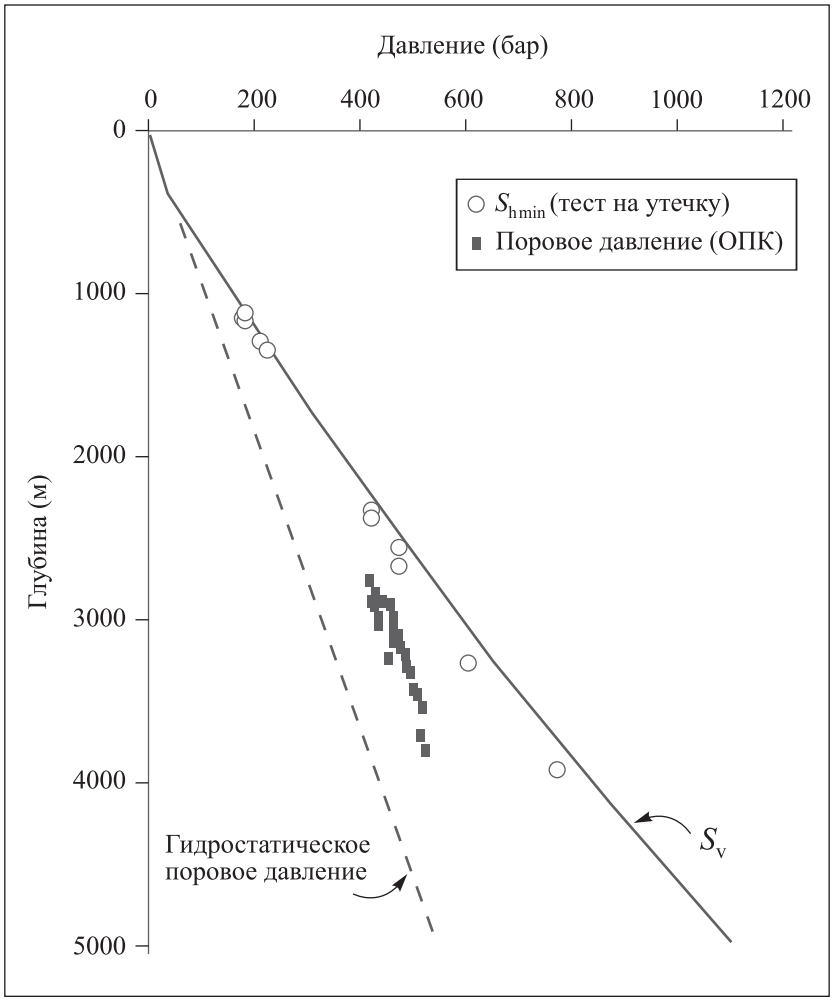
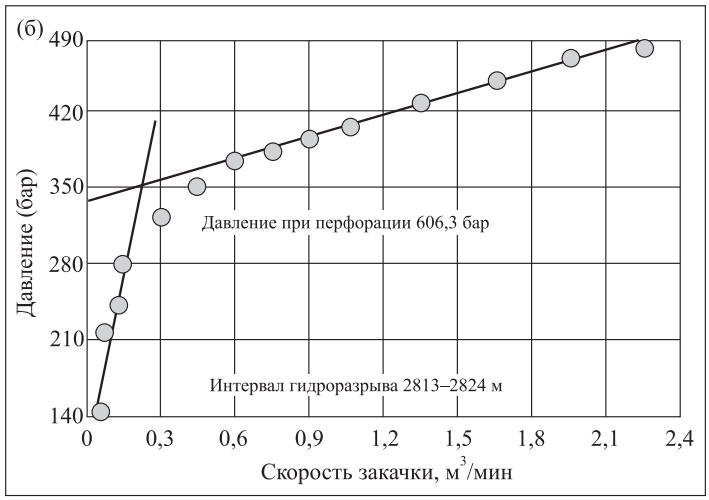


Рис. 7.4. График минимального главного напряжения, определенного по тестам на утечку на месторождении Висунд [Wiprut, Zoback, 2000]. Значения минимального главного напряжения немного меньше, чем значения вертикального напряжения, определенного интегрированием данных плотностного каротажа. Значения порового давления значительно выше, чем значения гидростатического давления (показанного пунктирной линией)

вая давление/время аппроксимируется по данным только нескольких отдельных точек, полученных по давлению с нестабильных датчиков, и с оценкой скорости

Рис. 7.5. Определение минимального главного напряжения при испытаниях на приемистость в скважине на Аляске. Этот тест аналогичен обычному мини-гидроразрыву или расширенному тесту на утечку: его отличие в том, что скорость закачки изменяется ступенчато (с увеличением)


(а)
560
490
420
350
280
210
140
Давление (бар)
Давление при перфорации 594,5 бар
Интервал гидроразрыва 2832–2842 м
0
0,3
0,6
0,9
1,2
1,5
1,8
2,1
2,4
Скорость закачки, м3/мин


(б)
490
420
350
280
210
140
Давление (бар)
Давление при перфорации 606,3 бар
Интервал гидроразрыва 2813–2824 м
0
0,3
0,6
0,9
1,2
1,5
1,8
2,1
2,4
Скорость закачки, м3/мин


(в)
630
560
490
420
350
280
Давление (бар)
Давление при перфорации 606,0 бар
Интервал гидроразрыва 3979–3985 м
0
0,3
0,6
0,9
1,2
1,5
1,8
2,1
2,4
Скорость закачки, м3/мин

потока по подсчету количества двойных ходов насоса. В таких случаях точное определение точки утечки практически невозможно. Значения давления в точке утечки, которые значительно ниже ожидаемого тренда для данной площади, также следует обрабатывать с большим вниманием, так как эти тесты могут просто указывать на низкое качество цементирования, а не на аномально низкую величину минимального главного напряжения.

Измерение давления во время бурения (pressure-while-drilling, PWD) является видом скважинных измерений в процессе бурения (measurement-while-drilling, MWD) или видом каротажа во время бурения (logging-while-drilling, LWD), которое непрерывно измеряет давление в кольцевом пространстве в процессе бурения и дает возможность для замера величины минимального главного напряжения, что особенно важно в ситуациях с проблемами при бурении [Ward, Clark, 1998]. Эти измерения производятся на расстоянии 5–10 м выше долота и позволяют провести точное определение веса бурового раствора, эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП; equivalent circulation density, ECD), а также давления при свабировании/поршневании при спуско-подъемных операциях. Информация о величинах давления передается на поверхность в реальном времени во время бурения и записывается в память скважинной аппаратуры так, что данные могут быть считаны при подъеме сборки на поверхность или переданы на поверхность при возобновлении циркуляции. Рис. 7.6 иллюстрирует ряд параметров бурения как функцию от времени (включая давление во время бурения (PWD) в правой колонке), которые измерены во время буровых операций. Отмечается ступенчатый характер падения давления, который связан с остановкой бурения в связи с необходимостью соединения секций буровых труб. Когда бурение возобновляется, давление резко увеличивается. Эти ступени давления позволяют определить разность между ЭЦП (эквивалентной циркуляционной плотностью, которая соответствует забойному давлению во время бурения) и статическим весом бурового раствора. В этом случае вязкость создает сопротивление циркуляции бурового раствора во время бурения, в результате чего разность между ЭЦП и статическим весом бурового раствора равна 40 кг/м^3.

Полученные в процессе бурения данные о давлении могут использоваться для уточнения величины минимального горизонтального напряжения с различными целями: улучшение точности измерений при тесте на утечку, определение случаев потери циркуляции и определение случаев *вздутия* ствола скважины. Анализируя результаты измерений, важно отдавать себе отчет, что тесты на утечку обычно проводятся на поверхности, и забойное давление определяется путем суммирования давления на поверхности и давления, соответствующего статическому весу столба бурового раствора от поверхности. Данные по величинам забойного давления, регистрируемые в процессе бурения, и ряд сопоставлений показывают, что иногда наблюдается значительная разница между значениями забойного давления, рассчитанными по измерениям на поверхности, и действительным значением забойного давления во время бурения [Ward, Beique, 1999].

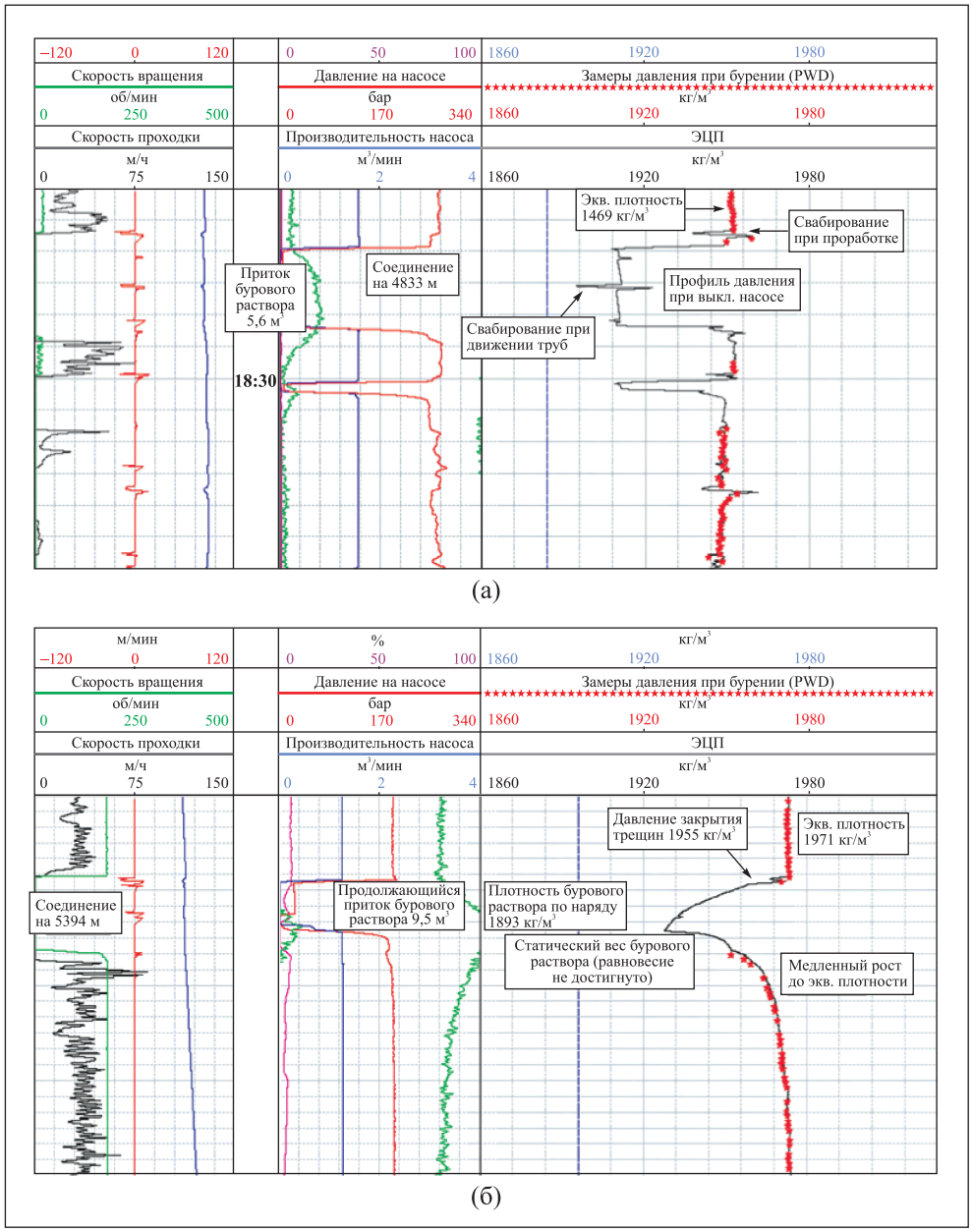


Рис. 7.6. Записи давления во время бурения (PWD), реконструированные по скважине в Мексиканском заливе. (а) Обычная запись давления, указывающая на резкое снижение давления при остановке насоса для соединения дополнительных буровых труб. (б) Пример вздутия ствола скважины, где наблюдается постепенное снижение давления при остановке насоса и соответствующее постепенное повышение давления при возобновлении работы насоса (см. текст)

Причинами такого расхождения могут стать присутствие взвешенных частиц, влияние температуры и давления на плотность раствора или ошибки измерений. Существуют дополнительные ошибки, возникающие в фазах закачки и остановки: например, такие ошибки могут быть связаны с загустеванием раствора, сжимаемостью раствора или с потерей давления в линиях на поверхности.

Измерения в процессе бурения также точно позволяют оценить давление, действующее на формации при потере циркуляции [Ward, Beique, 1999]. Часто существует неопределенность относительно точного положения, где это происходит в длинной открытой секции ствола, и измерения давления могут быть необходимы для определения возможных глубин. Иногда повторные геофизические исследования методом сопротивлений могут помочь в определении глубин поглощения раствора. Аналогично тому, как это происходит при тестах на утечку, потеря бурового раствора начинается при давлениях, слегка превышающих минимальное главное горизонтальное напряжение. Точное определение таких давлений по PWD-данным дает достоверную оценку минимального главного напряжения менно благодаря тому, что для потери циркуляции трещины должны распространяться на значительное расстояние от скважины.

Наконец, вздутие, которое иногда называют утечкой/притоком (или скважинным дыханием), возникает, как считается, в основном по причине открытия и закрытия трещин вокруг ствола скважины. Этот феномен часто наблюдается, когда поровое давление значительно выше гидростатического и бурение ведется с ЭЦП, близкой к минимальному главному напряжению. В таких случаях небольшие потери бурового раствора происходят во время бурения, а при выключенных насосах отмечается возврат жидкости в скважину. На рис. 7.6, а мы наблюдаем достаточно резкое падение давления от ЭЦП до статического веса бурового раствора при выключении насоса и затем резкое повышение давления при возобновлении бурения. На рис. 7.6, б отмечается иной характер изменения давления: когда насос отключен для соединения труб, давление медленно уменьшается, затем медленно растет при включении насоса. Характер изменения кривой напоминает вздутие и предполагает аккумулирование бурового раствора при повышенном давлении и возврат этого флюида в скважину при выключенных насосах. Таким образом, запись имеет отличительный профиль давления, так как закрывающиеся трещины вызывают обратный приток флюида в скважину, а при возобновлении циркуляции трещины заполняются. Значение ЭЦП, при котором происходит вздутие, можно использовать как нижнюю границу величины минимального главного напряжения (если S_3 будет ниже, наблюдается потеря циркуляции). Однако в действительности, несмотря на близость значения ЭЦП к S_3, вздутие может не наблюдаться [Ward, Clark, 1998]. Моделирование, проведенное авторами работы [Ito, Zoback 2001], указывает на то, что наиболее вероятной причиной вздутия являются расположенные ступенчато трещины растяжения, формирующиеся на стенках наклонных скважин (глава 8), которые аккумулируют флюид при давлении, соответствующем ЭЦП во время бурения.

Когда насос выключается и давление падает до статического веса бурового раствора, раствор возвращается из трещин обратно в скважину.

Применение ГРП для оценки величины S_{Hmax}

В работах [Hubbert, Willis, 1957] и [Haimson, Fairhurst, 1970] описано применение гидроразрыва открытого ствола вертикальных скважин в качестве технологии для определения ориентации и величины S_{Hmax}. С тех пор предложен ряд незначительных модификаций данной методики; достаточно сказать, что много успешных измерений напряжений во всем мире осуществляется на базе теории, предложенной более 30 лет назад. В работе [Amaddei, Stephansson, 1997] дан всеобъемлющий обзор экспериментальных технологий и аналитических процедур, связанных с использованием технологии гидроразрыва для измерения напряжений в естественных пластовых условиях.

Мы кратко рассмотрим *классическое* использование гидроразрыва для определения величины S_{Hmax}. Однако в связи с тем, что эти технологии предназначены прежде всего для относительно неглубоких скважин, где напряжения и температуры низки (в основном до 2 км), и для относительно прочных пород (таких, где не образуются вывалы), классический ГРП имеет очень ограниченное применение в нефтяной промышленности. Фактически мы ограничим этот раздел кратким описанием причин, по которым классический гидроразрыв практически не используется для определения величины S_{Hmax} в нефтяной и газовой (или геотермальной) промышленности.

Как было показано в главе 6, в точке минимального сжатия вокруг ствола скважины (при $\theta = 0$, параллельно S_{Hmax}) трещины гидроразрыва возникают при условии

$$\sigma_{\theta\theta}^{\min} = -T_0 = 3S_{\mathrm{hmin}} - S_{\mathrm{Hmax}} - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T}. \tag{7.1}$$

Без учета величины $\sigma^{\Delta T}$ трещины растяжения будут формироваться на стенке скважины при условии

$$P_b = 3S_{\mathrm{hmin}} - S_{\mathrm{Hmax}} - P_p + T_0, \tag{7.2}$$

где P_b называют давлением прорыва (бурового раствора в пласт), аналогично давлению гидроразрыва горной породы, представленному на графике на рис. 7.2. Полагая, что значение S_{hmin} определено по давлению распространения трещин или мгновенному давлению после закрытия устья при ГРП и что величины P_p и T_0 были измерены или оценены, получим:

$$S_{\mathrm{Hmax}} = 3S_{\mathrm{Hmax}} - P_b - P_p + T_0. \tag{7.3}$$

Авторы работы [Bredehoeft, Wolf, 1976] отметили, что для более надежного определения T_0 можно использовать второй цикл повышения давления (после

возникновения трещин гидроразрыва на стенке скважины) и уравнение принимает вид

$$S_{\mathrm{Hmax}} = 3S_{\mathrm{hmin}} - P_b(T=0) - P_p, \tag{7.4}$$

где величина $P_b(T=0)$ представляет собой давление прорыва на втором цикле после образования трещин на стенке скважины.

Опубликован ряд работ, описывающих использование этой технологии или ее усовершенствованных модификаций в качестве основной для измерения S_{Hmax}. Два обзора статей, посвященных измерениям напряжений при гидроразрыве, подводят итоги большинства значимых экспериментов [Zoback, Haimson, 1983; Haimson, 1989]. Наиболее удачное применение рассмотренной выше технологии связано с определением S_{Hmax} для научных целей или в приложении к проблемам гражданского строительства, но, как отмечено выше, на относительно небольших глубинах.

Существует несколько важных причину, по которым гидроразрыв не является эффективным методом определения S_{Hmax} в относительно глубоких и/или термальных скважинах. Во-первых, ко времени проведения гидроразрыва большинство скважин обсаживаются колоннами, и трещины гидроразрыва распространяются в пласт через перфорационные отверстия в колонне и цементе. В этом случае гидроразрыв дает точную оценку минимального главного напряжения (благодаря распространению трещин перпендикулярно минимальному главному напряжению, при удалении от скважины), но приведенные выше уравнения при этом неприменимы, потому что концентрация напряжений вокруг скважины не влияет на рост трещин. Во-вторых, во время теста на утечку открытая секция ствола (ниже колонны) не может быть верно описана уравнениями Кирша. Другими словами, при классическом гидроразрыве предполагается, что сечение скважины круглое и до начала процедуры ГРП трещины и разломы отсутствуют. При проведении *классического* гидроразрыва в открытом стволе для проверки обычно применяются скважинные имиджеры. В случае теста на утечку имиджеры никогда не применяются, так как под башмаком колонны может возникать значительный размыв (или другие неровности), что влияет на формирование и рост трещин. Наиболее важной причиной, по которой гидроразрыв не используют для определения S_{Hmax} в нефтяных и газовых (или геотермальных) скважинах является невозможность определения момента возникновения трещин на стенке скважины во время повышения давления. Другими словами, уравнение (7.2) предполагает, что P_b является давлением появления трещин. В действительности же в зависимости от состояния напряжений давление прорыва может и не быть давлением возникновения трещин (как показали исследования [Zoback, Pollard, 1978; Hickman, Zoback, 1983]). Однако, несмотря на состояние напряжений в нефтяных и газовых скважинах, ясно показана принципиальная невозможность определения давления возникновения трещин на стенке скважины. Для этого рассматривают объем флюида V_s, необходимый для гидроразрыва,

включающий в себя объем скважины, насоса и линий на поверхности. Его сжимаемость определяется уравнением

$$\beta_s = \frac{1}{V_s}\frac{\Delta V_s}{\Delta P}, \tag{7.5}$$

которое может быть записано в виде

$$\Delta P = \frac{1}{\beta_s V_s}\Delta V_s.$$

Если мы разделим обе части уравнения на Δt, то получим

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{1}{\beta_s V_s}\frac{\Delta V_s}{\Delta t}. \tag{7.6}$$

Уравнение выражает скорость изменения давления $\Delta P/\Delta t$ как функцию изменения объема системы со временем,

$$\frac{1}{V_s}\frac{\Delta V_s}{\Delta t}.$$

Таким образом, для постоянной скорости закачки изменение скорости роста давления (параметр, наблюдаемый при гидроразрыве) будет пропорционально изменению объема системы. Однако когда трещины растяжения открываются на стенке скважины, изменение V_s пренебрежимо мало по отношению ко всему объему V_s. Таким образом, P_b представляет нестабильное распространение трещин в пласт (флюид заполняет трещины быстрее, чем насос успевает поддерживать расход), но возникновение трещин может произойти при другом давлении. В связи с тем, что уравнение (7.4) предполагает появление трещин при давлении прорыва, данные по давлению гидроразрыва не могут использоваться для определения S_{Hmax} в большинстве случаев, когда давление возникновения трещин не может быть замерено из-за большого объема системы.

Разрушение стенки скважины и определение S_{Hmax}

Как рассматривалось выше, описываемая здесь интегрированная стратегия измерения напряжений [Zoback, Barton, 2003] была впервые применена для оценки трех главных напряжений в Каджон-Пасс [Zoback, Healy, 1992] и на научном буровом проекте континентального глубокого бурения [Zoback, Apel, 1993; Brudy, Zoback, 1997]. На рис. 7.7 представлены обобщенные результаты по напряжениям для проекта континентального глубокого бурения. Данные гидроразрыва использованы для оценки минимального главного напряжения S_{hmin} на глубине 6 км, также как величина S_{Hmax} на глубине около 3 км, при проведении описанной выше модификации обычного гидроразрыва [Baumgartner, Rummel, 1990].

Величина S_{hmin}, определенная по гидроразрыву, оценка прочности пород по лабораторным исследованиям, а также наблюдения вывалов стенок скважин позволили определить пределы величин S_{Hmax} в интервале глубин 1,7–4,0 км (треугольники без заливки и с заливкой указывают на нижний и верхний предел оценок). Наблюдения вызванных бурением трещин растяжения в интервале глубин 3–4 км позволили провести независимую оценку нижней и верхней границы S_{Hmax} (символы «+» и «x» соответственно), опять при использовании величины S_{hmin}, определенной по данным гидроразрыва. Отмечается хорошая согласованность оценок S_{Hmax} по результатам сравнения трех методов, в интервале глубин $\sim$ 1,7–4,0 км. На больших глубинах необходимо комбинировать наблюдения трещин растяжения и вывалов (ствол скважины подвергался одновременно разрушению сжатия и растяжения по характеру действия аналогичному приведенному слева на рис. 6.4) для определения пределов величины S_{Hmax}. В связи со значительной неопределенностью по температуре формирования трещин растяжения следует отметить соответствующую большую неопределенность по величине S_{Hmax} на больших глубинах (см. [Brudy, Zoback, 1997]). Моделирование вращения вывалов на глубине 5,4 км, по технологии, описанной в конце этой главы, предоставляет независимую оценку величины S_{Hmax}, согласующуюся с комбинированным анализом данных [Barton, Zoback, 1994].

Как рассмотрено в главе 6, вывалы формируются вокруг ствола скважины, где концентрация напряжений превышает прочность пород, и после начала формирования вывалов концентрация напряжений вокруг скважины такова, что вывалы имеют тенденцию к углублению. Ширина вывала остается ожидаемо стабильной даже при углублении после начала формирования, поэтому авторы работы [Barton, Zoback, 1988] предложили методику определения величины S_{Hmax} при известной прочности пород, основанную на наблюдениях ширины вывала. Так как концентрация напряжения по краям вывала находится в состоянии равновесия с прочностью породы, было получено следующее уравнение:

$$S_{\mathrm{Hmax}} = \frac{(C_0 + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{\mathrm{hmin}}(1 + 2\cos 2\theta_b)}{1 - 2\cos 2\theta_b}, \qquad (7.7)$$

где $2\theta_b \equiv \pi - w_{BO}$.

Как показано в главе 6, данные акустической телеметрии позволяют точно определить ширину вывала в скважине на любой глубине. На рис. 7.8 представлены данные по ширине и азимутам вывалов в геотермальной исследовательской скважине в Фентон Хил (Нью-Мексико) [Barton, Zoback 1988]. Более 900 определений азимутов вывалов (и более 600 определений ширины вывалов) были проведены на интервале 262 м, на глубине около 3,3 км. Средний азимут вывалов равен $119 \pm 9°$, а средняя ширина вывалов составляет $38°$.

Используя измерения минимального главного напряжения, проведенные в скважине Фентон Хил на глубинах 3 и 4,5 км, с помощью гидроразрыва и оценок прочности пород между 1 240 и 1 760 бар на основе лабораторных измерений,

по уравнению (7.7) получили величину S_{Hmax}, приблизительно эквивалентную величине вертикального напряжения S_{v} (рис. 7.9). Согласно геологическим концепциям, эти измерения представляют сдвиговый/сбросовый режим напряжений (глава 4), что соответствует землетрясениям по разломам типа сброс и сдвиг, произошедшим в результате широкомасштабной закачки флюида при гидроразрыве для повышения продуктивности геотермальной скважины. Кроме того, для величины S_{v} на глубине $3{,}3$ км величина минимального горизонтального напряжения точно соответствовала прогнозируемой по теории трения величине для сбросового режима активации разлома (при коэффициенте трения $0{,}6$) и гидростатическом поровом давлении (уравнение (4.45) и рис. 4.25, а). Кроме того, разность между S_{hmin} и S_{Hmax} точно соответствует прогнозируемой величине для сдвигового режима в терминах уравнения (4.46), так что оба типа разломов, сдвиг и сброс, могут быть активными. Графически это состояние напряжений соответствует точке на периферии полигонов напряжений (показанных на рис. 4.28), где сходятся поля сбросового и сдвигового режимов ($S_{\mathrm{v}} = S_{\mathrm{Hmax}} > S_{\mathrm{hmin}}$), что соответствует состоянию напряжений, показанному на рис. 5.1, б и 5.1, в.

Другой способ решения уравнения (7.7) для определения S_{Hmax} по диаграмме показан на рис. 7.10, но с использованием данных о вывалах определенной ширины на заданной глубине, а также факта наличия трещин растяжения. Пример, приведенный на рис. 7.10, составлен для глубокой нефтяной скважины в Австралии, пробуренной в очень прочных породах (прочность на одноосное сжатие $1\,380 \pm 140$ бар). В этой скважине обнаруживаются вывалы на стенках (средняя ширина $45°$) и вызванные бурением трещины растяжения. Светлая диагональная линия является аналогом показанной на рис. 6.13 (величина S_{Hmax}, требуемая для возникновения в процессе бурения трещин растяжения). Более темные субгоризонтальные линии соответствуют величине S_{Hmax}, требуемой для появления вывалов шириной $45°$ при различной указанной прочности пород. Применялся модифицированный критерий разрушения Ладе. Так как величина S_{hmin} приблизительно соответствует вертикальному напряжению, значение S_{Hmax} приблизительно равно $1\,300$ бар. Если бы напряжение S_{Hmax} было ниже, ширина вывала была бы меньше; если S_{Hmax} было бы значительно больше, ширина вывала была бы больше. Ниже мы рассмотрим рис. 7.10 для обсуждения значимости вызванных бурением трещин растяжения.

Вывалы встречаются во многих скважинах и оценить ширину вывала просто, однако для использования данной методики расчетов также необходимы данные о величинах порового давления, вертикального напряжения, минимального главного напряжения и достоверная оценка прочности пород. Рис. 7.11 иллюстрирует разрешающую способность S_{Hmax}, определенную по ширине вывалов как функция прочности породы. На графике (рис. 7.11) показана область по результатам анализа данных (на рис. 7.10). Для ширины вывала $45°$ и прочности пород около $1\,380$ бар напряжение S_{Hmax} оценивается величиной около $1\,300$ бар. При ошибочном предположении о прочности пород (около $1\,500$ бар), величина

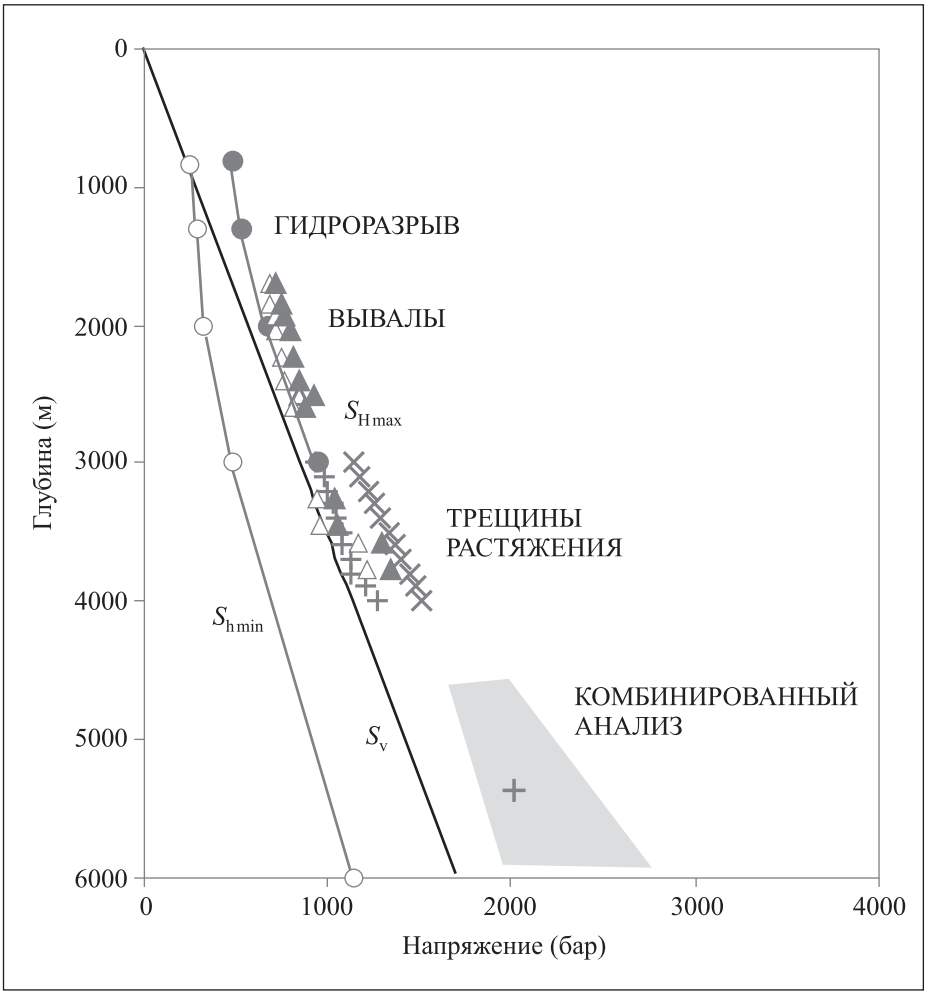
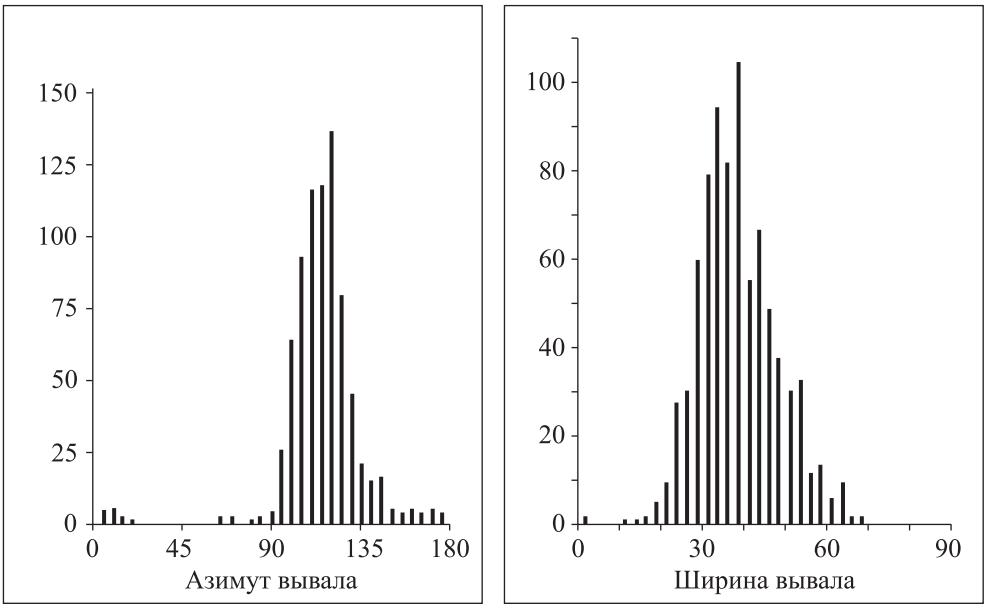


Рис. 7.7. Сводка результатов измерения напряжений в научно-исследовательской скважине континентального глубокого бурения (Тюрингия, Германия), полученных на основе интегрированной методики измерения напряжений, описанной в тексте [Zoback, Apel, 1993]

S_{Hmax} составляла бы около 1 400 бар. При ошибочном предположении о меньшей прочности пород (около 1 000 бар) величина S_{Hmax} будет ожидаться около 1 250 бар.

В исследованиях, представленных в главах 9–12 (равно как и во многих других), была апробирована методика оценки величины S_{Hmax} по ширине вывала, доказавшая возможность получения надежного результата. В работе [Hottman, Smith, 1979] для проведения оценки максимального горизонтального напряжения использованы вариации проявления вывалов (как отмечается при разрушении растрескиванием ствола скважины) при изменении веса бурового раствора,



(а) (б)

Рис. 7.8. Ориентация и ширина вывалов в геотермальной исследовательской скважине Фентон Хил [Barton, Zoback, 1988]

после начала ограничений других параметров, связанных с разрушением ствола скважины, как описано выше. В то время не было доступно детальное наблюдение формы вывалов, но используемая ими методика была схожа с описанной выше.

Вызванные бурением трещины растяжения и величина S_{Hmax}

Как было показано в главе 6, вызванные бурением трещины растяжения встречаются в вертикальных скважинах там, где существует значительная разница между двумя горизонтальными напряжениями. Из уравнения (6.8) видно, что условия формирования трещин растяжения на стенке скважины выражаются уравнением

$$S_{\mathrm{Hmax}} = 3S_{\mathrm{hmin}} - 2P_p - \Delta P - T_0 - \sigma^{\Delta T}. \qquad (7.8)$$

В главе 6 показано, что условия для формирования трещин растяжения (светлая диагональная линия на рис. 7.10) вокруг ствола вертикальной скважины, как правило, одинаковы для величин S_{hmin} и S_{Hmax}, соответствующих сдвиговому режиму во фрикционном равновесии (верхний левый участок полигона). Согласно использованным при рассмотрении вывалов расчетам, величина S_{Hmax}, требуемая для объяснения появления в процессе бурения трещин растяжения в скважинах, рассмотренных на рис. 7.10, составляет приблизительно 1 300 бар.

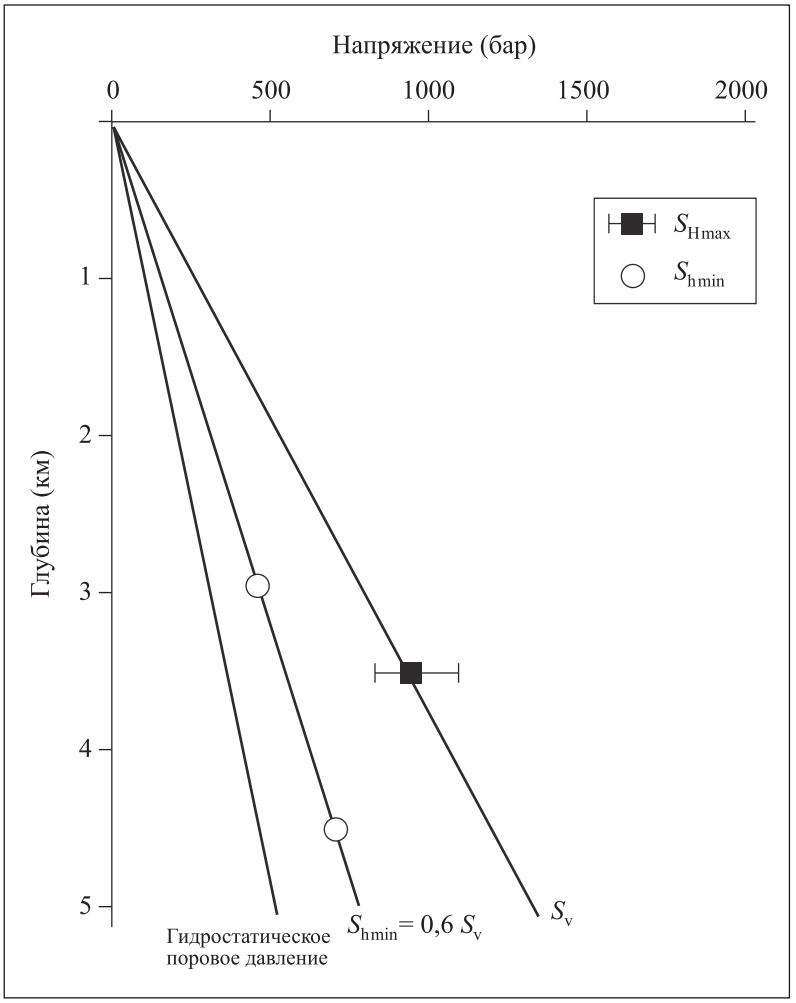


Рис. 7.9. Оценка S_{Hmax} по ширине вывала (с интервалом ошибок) на основе измерений минимального главного напряжения, полученного по результатам гидроразрыва. Отмечается, что величина S_{hmin} согласуется со сбросовым режимом напряжений и $S_{\mathrm{Hmax}} \approx S_{\mathrm{v}}$, что указывает на сбросовый/сдвиговый режим напряжений, согласующийся с данными фокальных механизмов землетрясений [Barton, Zoback, 1988]

Меньшая величина S_{Hmax} будет недостаточна для формирования трещин растяжения. Большая величина не реальна, так как она будет превышать силы трения в земной коре. Таким образом, наблюдения ширины вывалов и появление трещин растяжения в этой скважине дают одну и ту же величину S_{Hmax} (около 1 300 бар) и указывают на сдвиговое состояние напряжений при фрикционном равновесии. Отметим, что при этом анализе мы предположили $T_0 = 0$. Как отмечено в главе 4, значение T_0 всегда достаточно мало (несколько десятков бар в большинстве случаев): возникающие в процессе бурения трещины растяжения формируют лишь

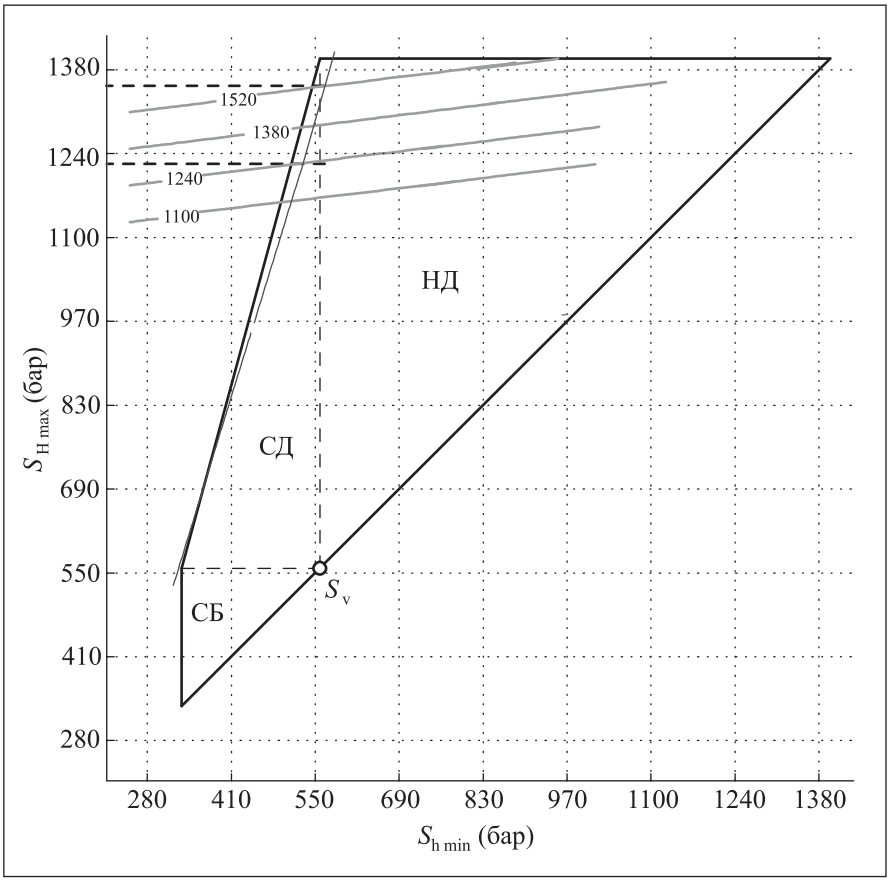


Рис. 7.10. Полигон возможных состояний напряжений на глубине для описанных в тексте исследований в Австралии. Субгоризонтальные линии с метками 1 100, 1 240, 1 380 и 1 520 бар, указывают на величину S_{Hmax} (как функцию S_{hmin}), которая требуется для образования вывалов шириной 45° при соответствующей прочности пород. По аналогии с рис. 6.13, светлая диагональная линия указывает на величину напряжения, связанного с появлением трещин растяжения на стенке скважины

очень незначительные трещины на стенке скважины, и влияние T_0 на вычисляемую величину S_{Hmax} (уравнение (7.8)) достаточно мало (рис. 6.13). На рис. 7.10 влияние конечной величины $T_0 = 20$ бар, например, будет сдвигать светлую диагональную линию вниз на величину, сравнимую с влиянием неопределенности при определении прочности породы на растяжение (на относительно очень малую величину), и почти не повлияет на оценку величины S_{Hmax}.

Вес бурового раствора во время бурения (что соответствует эквивалентной циркуляционной плотности, ЭЦП) выше порового давления также способствует формированию трещин растяжения в процессе бурения.

Следует обратить внимание на тот факт, что появление трещин растяжения произошло не в результате значительного влияния увеличения давления раство-

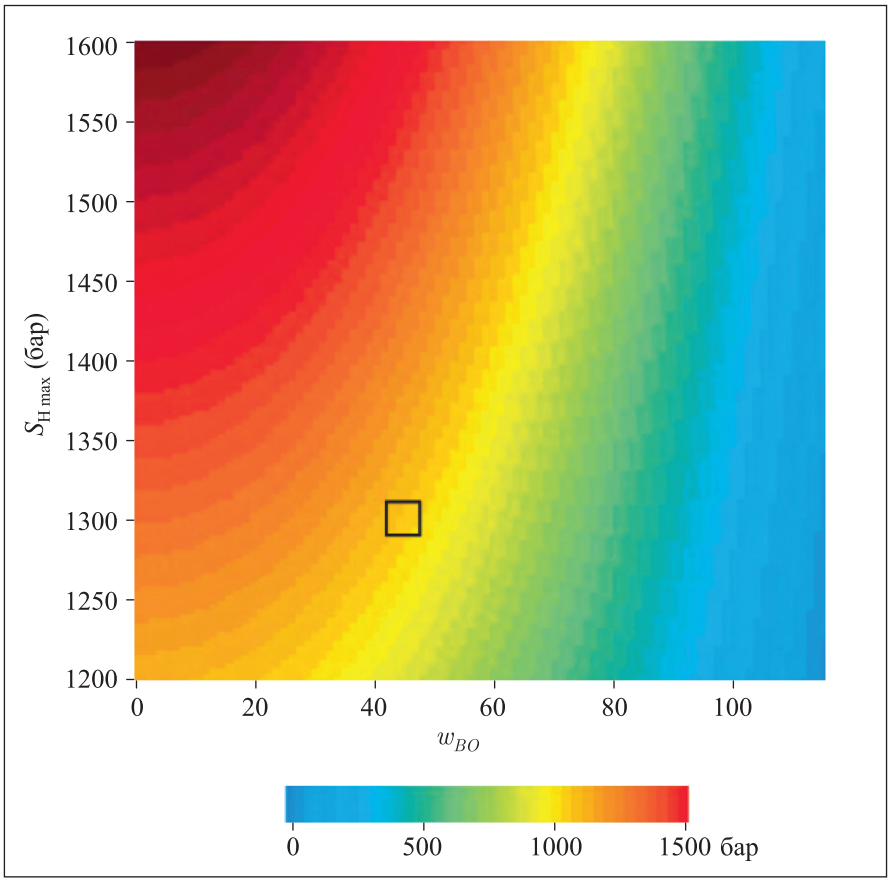


Рис. 7.11. Зависимость S_{Hmax} от прочности пород при заданной ширине вывала. Квадрат указывает на результаты анализа, представленного на рис. 7.10

ра, связанного с буровыми операциями, такими как спуск инструмента в скважину (возможно, в результате поршневого эффекта увеличения давления раствора на забое), и не вследствие роста давления раствора при операциях промывки, проработки или пакеровки, когда изолируется сильно трещиноватый блок формаций. Для подтверждения этого факта авторы работы [Wiprut, Zoback, 2000] тщательно отметили глубины, на которых проводились эти операции (рис. 7.12), и ограничились анализом трещин растяжения на глубинах, где такие операции не проводились.

Результат анализа величины S_{Hmax}, основанного на данных о вызванных бурением трещинах растяжения на месторождении Висунд, показан на рис. 7.13 [Wiprut, Zoback, 2000]. График показывает, что напряжение S_{Hmax} больше вертикального напряжения. Мы видим, что в данном случае в оценке S_{Hmax} присутствует значительная неопределенность. Авторы работы [Brudy, Zoback, 1997] отметили, что величина S_{Hmax}, требуемая для роста вызванных бурением трещин

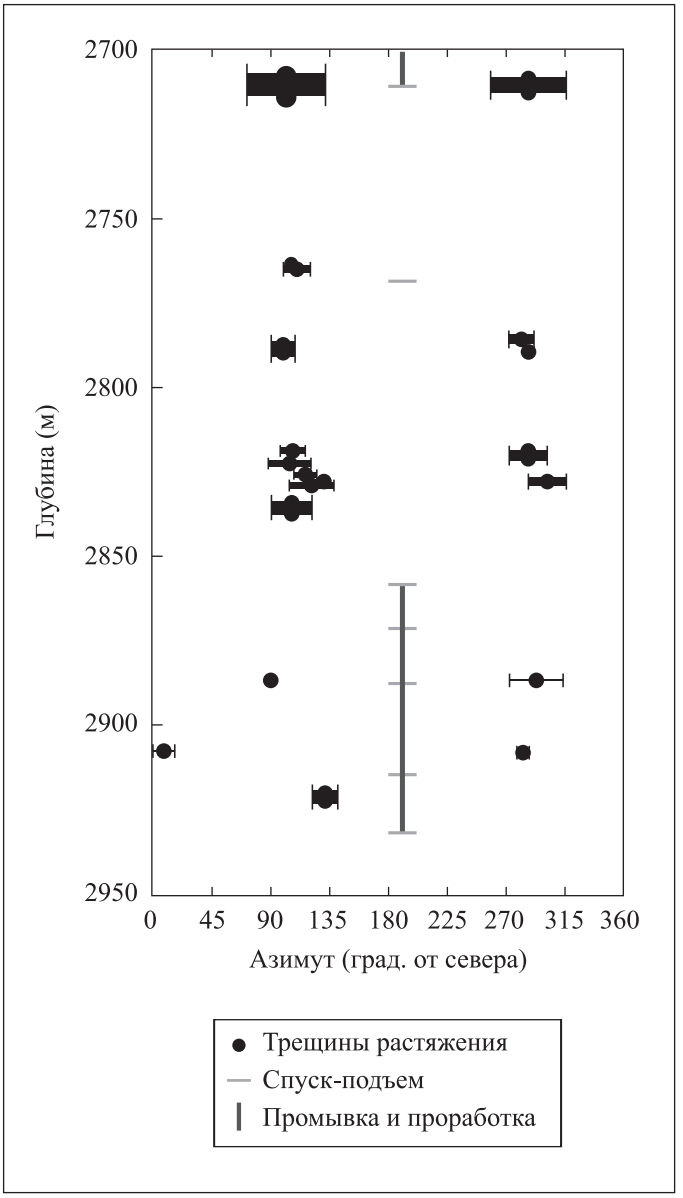


Рис. 7.12. Наблюдение вызванных бурением трещин растяжения на одной из скважин месторождения Висунд [Wiprut, Zoback, 2000], с указанием глубин проведения промывки и проработки или спуско-подъемных операций, которые могут быть причиной внезапного увеличения скважинного давления

растяжения (после коррекции с учетом превышения веса раствора и охлаждения), должна рассматриваться как нижняя граница оценки, потому что трещины растяжения могут появляться даже при отсутствии превышения веса бурового раствора или охлаждения стенки скважины. Это определяет верхнюю границу

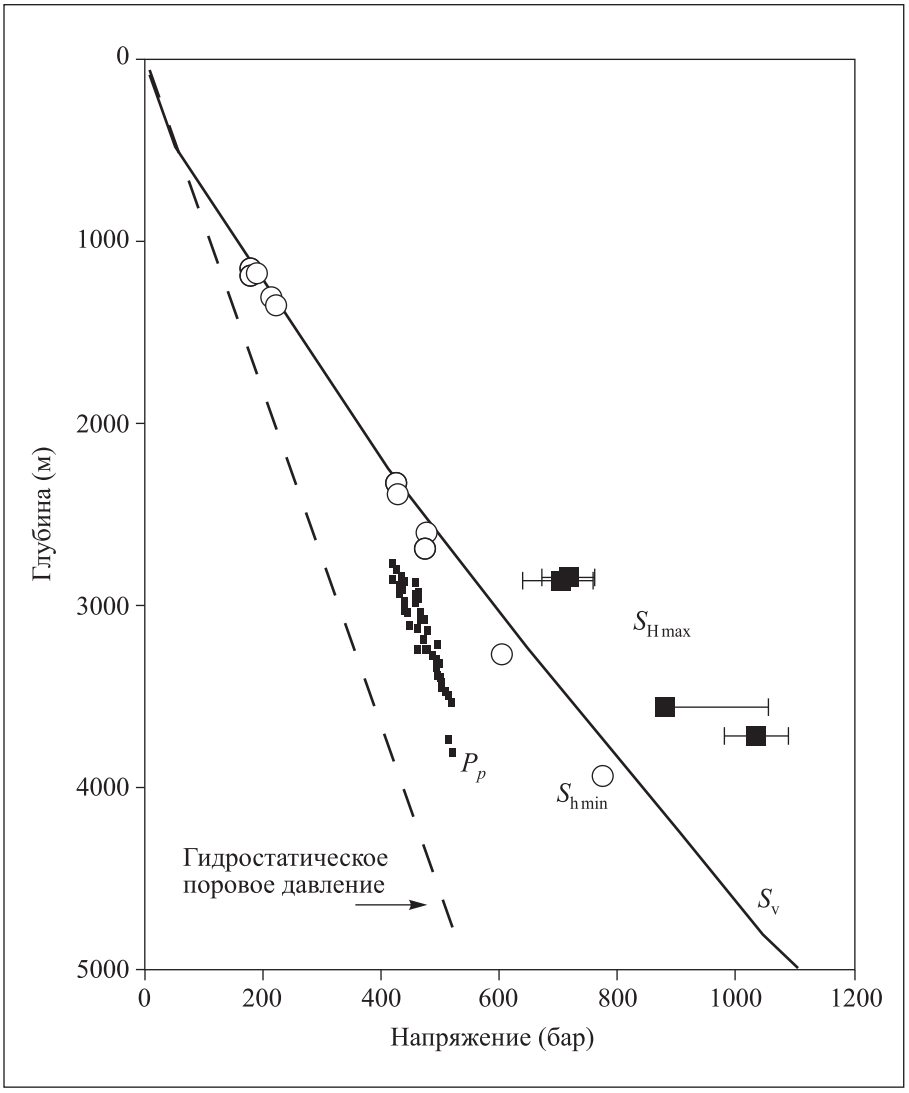


Рис. 7.13. Аналогично рисунку с оценкой S_{Hmax} (точки с интервалом ошибок), определенной по результатам анализа индуцированных бурением трещин растяжения на месторождении Висунд в северной части Северного моря [Wiprut, Zoback, 2000]

S_{Hmax}. Неопределенность в величине S_{Hmax} (как показано на рис. 7.13) может быть учтена в расчетах при рассмотрении стабильности скважин или реактивации разломов, описанной в следующих главах.

Остается еще один вопрос, не рассмотренный выше и имеющий большое значение при исследованиях, результаты которых приведены на рис. 7.10, и при наблюдении трещин растяжения в скважинах для определения границ величин S_{hmin} и S_{Hmax}. В связи с тем, что минимальное главное напряжение было близко к величине вертикального напряжения, не было ясно, какому напряжению со-

ответствует величина S_3 (S_v или S_hmin). Если S_3 соответствует вертикальному напряжению S_v, то это указывает на надвиговый режим и величина S_hmin будет неизвестна. Однако в скважине в процессе бурения возникли трещины растяжения, а значит, состояние напряжений должно быть в режиме сдвиг/надвиг (ср. с состоянием напряжений, соответствующим верхнему левому участку полигона напряжений). Если величина S_hmin существенно превышает вертикальное напряжение S_v, трещины растяжения в процессе бурения не формируются.

Оценка прочности пород по вывалам при присутствии трещин растяжения

Существует интересное применение данных о ширине вывалов и о вызванных бурением трещинах растяжения в скважинах. Как отмечено выше, при отсутствии информации о прочности пород, невозможно использовать ширину вывалов для определения границ S_Hmax, потому что ширина вывалов является функцией S_Hmax и прочности пород. Если вывалы и вызванные бурением трещины растяжения обнаружены в скважине, S_Hmax определяется самим фактом обнаружения трещин. Таким образом, ширина вывалов позволяет нам оценить прочность пород в пластовых условиях. Например, в случае, представленном на рис. 7.10, при прочности заметно меньше 1 380 бар, ширина вывала будет больше. При прочности более 1 380 бар, вывал будет более узкий (или вообще отсутствовать). Поскольку ширина вывала может быть точно измерена (глава 6), появление в процессе бурения трещин растяжения позволяет не только сделать оценку S_Hmax, но и обеспечить средство для получения оценки прочности пород в скважине.

Оценка величины S_Hmax по вращению вывалов

На площадях с активными разломами скважины вскрывают горные породы с локальными изменениями напряжений, произошедшими в результате смещения по разломам. Эти изменения отображаются приборами как вращение вывалов (и/или вызванных бурением трещин растяжения) по азимуту по глубине скважины и наблюдаются в некоторых регионах; вращение вывалов кратко рассматривается в главе 11.

Один пример вращения вывалов может быть представлен по данным ультразвукового телевизора (рис. 7.14, слева) научно-исследовательской скважины континентального глубокого бурения в Германии. Как было показано на рис. 6.4, темные полосы на противоположных сторонах скважины соответствуют вывалам. Вблизи разлома на глубине 5 399 м отмечается отсутствие вывалов, а непосредственно выше и ниже разлома наблюдается явное вращение вывалов.

Вращение вывалов было впервые отмечено в научно-исследовательской

скважине, пробуренной в районе разлома Сан-Андреас в южной Калифорнии [Shamir, Zoback, 1992]. В ходе исследований, было показано, что смещение по активным разломам является наиболее вероятной причиной вращения вывалов. Если причиной вращения является разница механических свойств разломов, ориентация вывалов по скважинам будет изменяться в больших масштабах, чем наблюдается. Авторы работы [Brudy, Zoback, 1997] изучали вывалы и ориентацию трещин растяжения по глубине в сверхглубокой исследовательской скважине в Тюрингии (Германия) на основе данных имиджеров и технологии интерактивного анализа, представленной выше. Они отметили факт, что общая ориентация напряжений до глубин около 8 км была достаточно постоянна, а на эту общую ориентацию наложен ряд относительно небольших изменений ориентации (с различной длинной волны), произошедших благодаря смещениям по разломам в различных масштабах.

При интерактивном анализе формы ствола скважины на различных глубинах ориентация вывалов может быть точно определена как функция глубины на основе данных ультразвуковых имиджеров [Barton, Tessler, 1991]. Ориентация вывалов (рис. 7.14, слева) показана на схеме символами «+» (рис. 7.14, справа). Авторы работы [Barton, Zoback, 1994] создали модель смещений для имитации наблюдаемых вращений в скважине на глубине $5{,}4$ км (рис. 7.14) и показали, что моделирование может быть использовано для определения границ величины S_{Hmax} на основании данных (i) о величинах S_{hmin} и S_{v}, (ii) о невозмущенной ориентации S_{Hmax} и (iii) о простирании и падении разлома, являющегося причиной возмущений. Результаты моделирования (треугольники на схеме справа) были использованы для сопоставления с наблюдаемыми вращениями вывалов по данным скважинных телевизоров (справа на схеме показаны символами «+»). Вывалы не формируются прямо за разломами, по которым происходит смещение в результате падения напряжений [Shamir, Zoback, 1992]. Кроме того, на разломах отмечаются температурные аномалии, вызванные потоком флюидов в скважину вдоль этого разлома [Barton, Zoback, 1995]. Величина S_{Hmax}, определенная по модели вращения вывалов, была сравнима с интервалом величин, полученных по анализу вызванных бурением трещин растяжения и вывалов в этой скважине, как показано символами «+» на глубине $5{,}4$ км на рис. 7.7 [Barton, Zoback, 1994; Brudy, Zoback, 1997].

Заключение

В настоящем разделе мы представили две технологии для определения максимального горизонтального главного напряжения S_{Hmax}, которые используют наблюдения разрушений сжатия и растяжения на стенках вертикальных скважин. Для использования обеих технологий требуются данные о величине независимых минимального горизонтального главного напряжения S_{hmin}, которое

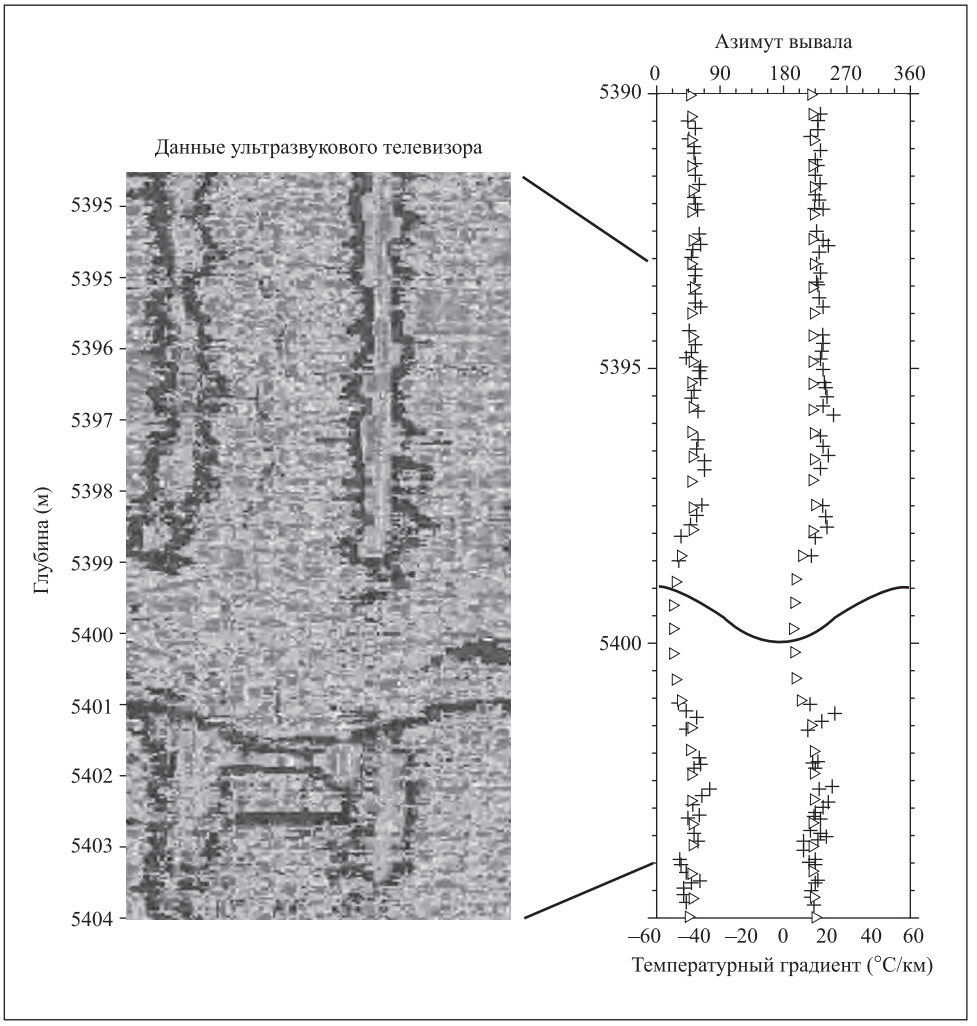


Рис. 7.14. Вращение вывалов в скважине КТВ около разлома на глубине 5399 м, которое может моделироваться как результат изменения поля напряжений, индуцированного смещением по разлому (Barton, Zoback, 1994). Это явление иллюстрировано с правой стороны рисунка (см. текст)

определяется по результатам тщательно проведенного теста на утечку или мини-гидроразрыва. Для наклонных скважин эти технологии описаны в главе 8.

В ряде исследований обе технологии, представленные выше, дают сопоставимые величины на разных глубинах, в отдельных скважинах и в группе скважин на заданном месторождении [Zoback, Barton, 2003]. При бурении на площадях с активными разломами полученные величины S_{Hmax} сопоставимы с прогнозом, полученным по фрикционной теории активации разломов [Zoback, Healy, 1984; Zoback, Healy, 1992; Brudy, Zoback, 1997; Towned, Zoback, 2000]. Во многих ис-

следованиях определенное состояние напряжений было использовано для прогноза разрушений сжатия и растяжения в скважинах, планируемых к бурению (с различной ориентацией). В инженерной перспективе прогноз стабильности скважин, основанный на определении поля напряжений по описанным в данной главе технологиям дает надежные результаты. Это будет подтверждено при рассмотрении исследований в главе 10.

Глава 8

Разрушения стенок и определение напряжений в наклонно-направленных скважинах

Законы образования областей концентрации напряжений имеют важное значение для скважин с высоким углом девиации или горизонтальных стволов. В данном разделе обобщен материал, представленный в главах 6 и 7, для скважин произвольной ориентацией. В начале главы будут рассмотрены законы образования разрушений, под действием сжимающих напряжений и развитие техногенных трещин растяжения в процессе бурения. для произвольно ориентированной скважины при сбросовом, сдвиговом и надвиговом режимах напряжений. Основные принципы потери устойчивости произвольно ориентированных скважин будут рассмотрены в приложении к стабильности скважин, в главе 10.

Большинство анализов сводок по вывалам и трещинам растяжения не включают наблюдения разрушений в наклонных скважинах. Для этого существуют три причины. Во-первых, четырехрычажный профилемер (обычно применяемый для изучения вывалов) часто фиксирует *желоба*, как рассмотрено в главе 6. В силу этого, определение вывалов по данным профилеметрии является затруднительным. Во-вторых, направление вывалов в наклонных скважинах значительно отличается от встречаемых в вертикальных скважинах (Mastin 1988; Peska, Zoback 1995). Это относится и к индуцированным бурением трещинам растяжения. Поэтому нет прямой зависимости вывалов и трещин растяжения от направлений напряжений. В-третьих, техногенные трещины растяжения в наклонных скважинах встречаются в *эшелонированной* форме, под углом с осью скважины и могут быть трудно различимы от природных трещин в горной породе. Я покажу теоретически (и в нескольких примерах) как их различить.

В связи со сложным характером проявления вывалов и трещин растяжения в наклонных скважинах, они обычно игнорировались при оценке ориентации напряжений в пластовых условиях. В этой главе мы дадим обратный подход. Разрушения наклонных скважин чувствительны к условиям напряжений в пластовых условиях, так что изучение таких разрушений обеспечивает важное понимание ориентировки и величин главных напряжений.

В этой главе представлены материалы в контексте наклонных скважин. Сложные поля напряжений, возникающие, например, около соляных тел (рис. 1.10) требуют знаний ориентации главных компонент тензора напряжений, в данном

случае возможна ситуация, когда главные напряжения не находятся в горизонтальной и вертикальной плоскости. Обобщенная теория, представленная в этой главе, позволяет нам сделать это.

В заключение рассмотрим тему определения ориентации напряжений по кросс-дипольному акустическому каротажу. Для начала будут рассмотрены основные идеи определения ориентации напряжений с данных по вертикальным скважинам, когда плоскости напластования субгоризонтальны, и затем перейдем к иллюстрации, как технология может работать в наклонных скважинах, когда плоскости напластования (или ориентированные трещины) могут быть под произвольным углом к траектории скважины.

Состояние напряжений вокруг произвольно направленной наклонной скважины

Bradley (1979) был одним из первых, кто моделировал разрушения сжатия в наклонных скважинах с целью подготовки рекомендаций по весу бурового раствора для предотвращения обрушения ствола. Однако он проводил свой анализ для редких случаев, когда два горизонтальных напряжения эквивалентны и меньше вертикального напряжения. Daneshy (1973); Richardson (1981), Roegiers, Detournay (1988); Yew, Li (1988); Baumgartner, Carvalho (1989) провели цифровой и экспериментальный анализ гидроразрыва пласта в скважинах с различной ориентацией главных напряжений, хотя были рассмотрены всего несколько специфических ориентаций скважин и состояний напряжений. В данной главе мы представляем системный анализ стабильности стволов скважин (включая оба вида разрушения: сжатие и растяжение) для произвольно ориентированных скважин и широкого ряда состояний напряжений типов сброс, сдвиг и надвиг. Мы также рассмотрим вероятность разрушений сжатия и растяжения в скважине, как функцию прочности породы и давления жидкости в скважине при широком диапазоне условий.

В наклонных скважинах главные напряжения, действующие вблизи ствола скважины, в основном не совпадают с их осью (рис. 8.1, а). Для рассмотрения разрушений в произвольно ориентированной скважине мы должны определить три координатные системы (рис. 8.1, б): (1) географическую координатную систему, X, Y, Z, ориентированную на север, восток и надир (вертикально вниз); (2) координатную систему главных напряжений, x_s, y_s, z_s (соответствующую ориентации S_1, S_2, S_3) и (3) координатную систему ствола скважины, x_b, y_b, z_b, где x_b — радиальная, от низа ствола скважины, z_b — вниз вдоль оси скважины и y_b — ортогональная в правосторонней координатной системе. Для более легкой визуализации разрушений мы будем всегда *смотреть вниз* наклонной скважины и рассчитывать разрушения ствола как функцию угла θ от низа ствола скважины в направлении часовой стрелки. Несмотря на сложности, связанные с таки-

ми случаями, для анализа возможности начала разрушений на стенке скважины, мы должны просто проверить, не превышает ли действие главных напряжений в плоскости, тангенциальной к стволу скважины, $\sigma_{t\max}$ и $\sigma_{t\min}$ (и σ_{rr}, действующего к стенке скважины по нормали), прочность породы. Я определяю угол между осью скважины и плоскостью, нормальной к $\sigma_{t\min}$, как ω (рис. 8.1, а), и рассматриваю вариации напряжений как функцию положения вокруг скважины, по часовой стрелке от низа ствола (рис. 8.1, в).

В случае произвольно направленной наклонной скважины, отсутствует прямая зависимость между ориентацией напряжений в дальней области и возможным положением разрушений сжатия и растяжения вокруг ствола. Таким образом, в то время как вывалы в вертикальной скважине всегда формируются по азимуту S_{hmin}, независимо от величин напряжений и прочности пород (пока главные напряжения являются вертикальными и горизонтальными), это не справедливо для скважины с произвольной ориентацией относительно главных напряжений. В этом случае положение вывалов зависит от величин и ориентации главных напряжений, также как и от ориентации скважины относительно поля напряжений. Это будет иллюстрировано ниже.

Вслед за Peska и Zoback (1995) мы применили тензорные преобразования для расчета напряжений в трех интересующих координатных системах. В тензорном виде, главные напряжения определяются уравнением:

$$\mathbf{S}_s = \begin{pmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{pmatrix}. \tag{8.1}$$

Для поворота этих напряжений в систему координат скважины, мы в первую очередь должны знать, как трансформировать поле напряжений в географическую координатную систему, используя углы α, β, γ (рис. 8.1, б). Используем:

$$\begin{pmatrix} x_s \\ y_s \\ z_s \end{pmatrix} = \mathbf{R}_s \begin{pmatrix} X \\ Y \\ Z \end{pmatrix}, \tag{8.2}$$

где

$$\mathbf{R}_s = \begin{pmatrix} \cos\alpha\cos\beta & \sin\alpha\cos\beta & -\sin\beta \\ \cos\alpha\sin\beta\sin\gamma - \sin\alpha\cos\gamma & \sin\alpha\sin\beta\sin\gamma + \cos\alpha\cos\gamma & \cos\beta\sin\gamma \\ \cos\alpha\sin\beta\sin\gamma + \sin\alpha\sin\gamma & \sin\alpha\sin\beta\cos\gamma - \cos\alpha\sin\gamma & \cos\beta\cos\gamma \end{pmatrix}. \tag{8.3}$$

Для преобразования поля напряжений из географической координатной системы в систему скважины мы используем:

$$\begin{pmatrix} x_b \\ y_b \\ z_b \end{pmatrix} = \mathbf{R}_b \begin{pmatrix} X \\ Y \\ Z \end{pmatrix}, \tag{8.4}$$

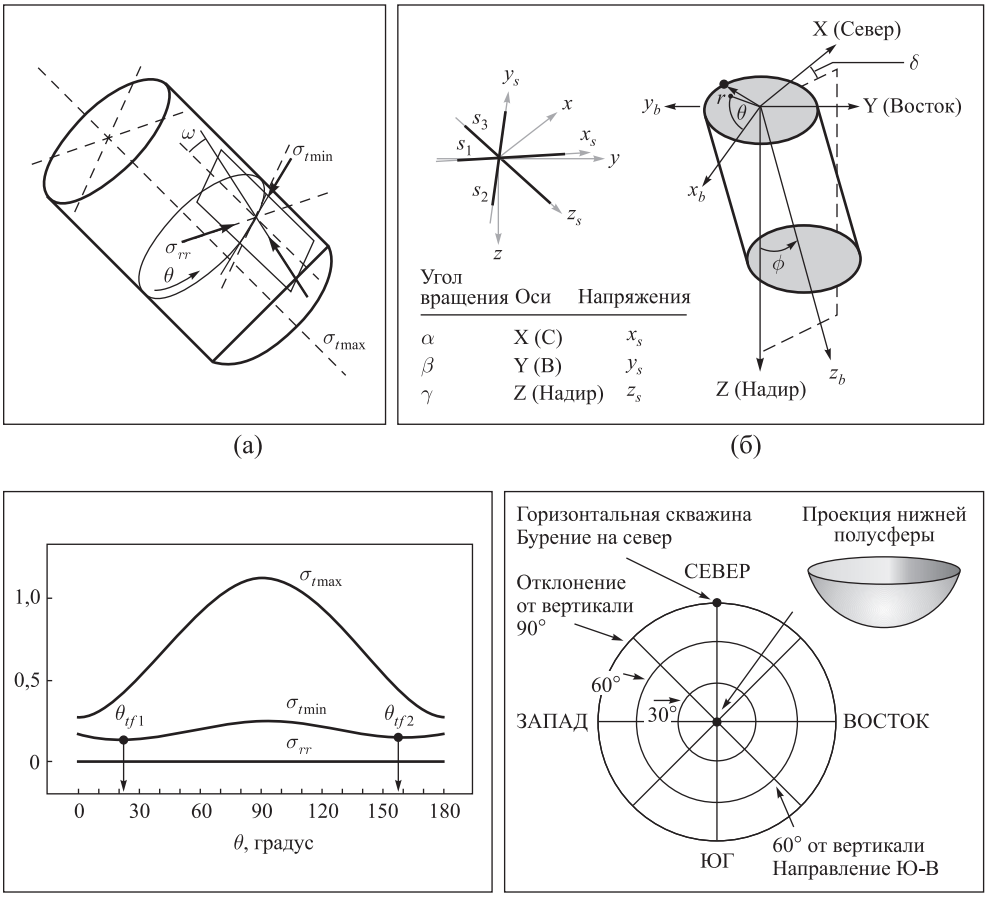


Рис. 8.1. (а) Напряжения, действующие на стенки произвольно ориентированной скважины. (б) Координатная система, использующая знания о повороте главных напряжений к скважинной системе. (в) Вариации главных напряжений вокруг произвольно ориентированной скважины. (г) Проекция нижней полусферы, используемая для иллюстрации относительной стабильности скважин с различным углом наклона и азимутом. Модифицировано по Peska, Zoback (1995)

где

$$\mathbf{R}_b = \begin{pmatrix} -\cos\delta\cos\phi & -\sin\delta\cos\phi & \sin\phi \\ \sin\delta & -\cos\delta & 0 \\ \cos\delta\sin\phi & \sin\delta\sin\phi & \cos\phi \end{pmatrix}. \tag{8.5}$$

При известных $\mathbf{R}_s$ и $\mathbf{R}_b$ мы можем определить поле напряжений, в первую очередь в географической ($\mathbf{S}_g$), а затем в скважинной ($\mathbf{S}_b$) системе координат, используя следующие преобразования:

$$\begin{aligned} \mathbf{S}_g &= \mathbf{R}_s^T \mathbf{S}_s \mathbf{R}_s, \\ \mathbf{S}_b &= \mathbf{R}_b \mathbf{R}_s^T \mathbf{S}_s \mathbf{R}_s \mathbf{R}_b^T, \end{aligned} \tag{8.6}$$

где мы определяем эффективное напряжение, используя обобщенную форму закона эффективных напряжений, описанную выше (уравнение (3.10)). Мы приходим к определению индивидуальных эффективных напряжений вокруг скважины (здесь в упрощенном виде, на стенках скважины), в виде:

$$\begin{aligned}
\sigma_{zz} &= \sigma_{33} - 2\nu(\sigma_{11} - \sigma_{22})\cos 2\theta - 4\nu\sigma_{12}\sin 2\theta,\\
\sigma_{\theta\theta} &= \sigma_{11} + \sigma_{22} - 2(\sigma_{11} - \sigma_{22})\cos 2\theta - 4\nu\sigma_{12}\sin 2\theta - \Delta P,\\
\tau_{\theta z} &= 2(\sigma_{23}\cos\theta - \sigma_{13}\sin\theta),\\
\sigma_{rr} &= \Delta P.
\end{aligned} \tag{8.7}$$

Отметим изменение знака в записи уравнения (8.7), которые корректируют ошибку в работе Peska, Zoback (1995). Главные эффективное напряжение вокруг ствола скважины определяется уравнением:

$$\begin{aligned}
\sigma_{t\,\max} &= \frac{1}{2}\big(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} + \sqrt{(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2}\big),\\
\sigma_{t\,\min} &= \frac{1}{2}\big(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} - \sqrt{(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2}\big).
\end{aligned} \tag{8.8}$$

Разрушение стенок произвольно направленных наклонных скважин

Для расчета стабильности скважин произвольной ориентации мы используем диаграмму нижней полусферы, приведенную на рис. 8.1, г, где каждая точка представляет скважину при заданном азимуте и угле наклона. Вертикальные скважины соответствуют точке в центре, горизонтальные скважины соответствуют точкам на границе на соответствующих азимутах, и наклонные скважины отображаются на соответствующем азимуте и радиальной дистанции. Рис. 8.2 иллюстрирует относительную стабильность скважин различной ориентации для режимов напряжений типа сброс, сдвиг и надвиг. Главные напряжения находятся в вертикальной и горизонтальной плоскости, хотя рис. 8.2 также может быть вычислен для любого произвольного поля напряжений (Peska, Zoback, 1996). Величины напряжений, поровое давление и вес бурового раствора, принятые в расчетах, показаны на каждом рисунке. Напряжения и поровое давление соответствуют глубине 3,2 км, поровое давление — гидростатическое. Вес бурового раствора, для упрощения, принят эквивалентным поровому давлению. Цвета на каждом рисунке представляют *прочность пород, необходимую для предотвращения начала обвалообразования*. В этих расчетах использовался критерий разрушения Мора – Кулона, но может быть использован любой другой критерий разрушения, рассмотренный в главе 4. Красные цвета представляют относительно нестабильные направления скважин, так как требуется более высокая прочность пород для предотвращения обвалообразования, в то время как синий цвет представляет относительно стабильную ориентацию скважин, так как разрушение предотвращается при более низкой прочности пород.

Заметим, что при сбросовом режиме напряжений, обвалообразование более вероятно в скважинах с большим отклонением от вертикали, в направлении максимального горизонтального напряжения, чем в вертикальных скважинах. Наоборот, скважины с большим отклонением от вертикали, в направлении S_{hmin} более стабильны, чем вертикальные скважины. Это легко понять для случая горизонтальных скважин. Скважины, пробуренные параллельно S_{Hmax}, имеют траекторию, при которой наибольшее главное напряжение, S_{v}, *давит вниз* на скважину и минимальное главное напряжение, S_{hmin}, действует в горизонтальном направлении, нормально к траектории скважины. Это производит максимально возможную концентрацию напряжений на стенке скважины. Для горизонтальных скважин, пробуренных параллельно S_{hmin}, S_{v} остается давящим вниз на скважину, но S_{Hmax} (слегка ниже S_{v}) действует в горизонтальной плоскости нормально к траектории скважины, обуславливая меньшую концентрацию напряжений (и гораздо меньшую анизатропию напряжений) на стенке скважины. Отмечается, что цветовая заливка на рис. 8.2, a, b достаточно различается. Поэтому нет универсального эмпирического правила определения относительной стабильности наклонных скважин относительно направлений главных напряжений. В случае сдвигового режима напряжений, более вероятно разрушение вертикальных скважин, тогда как горизонтальные скважины, пробуренные параллельно S_{Hmax}, более стабильны. В случае надвигового режима напряжений, субгоризонтальные скважины, пробуренные параллельно S_{hmin}, более нестабильны. Для вертикальных и горизонтальных скважин эти обобщающей модели являются отчасти интуитивными в отношении величин главных напряжений, действующих нормально к траектории скважины.

Существуют два важных дополнения к этим рисункам. Во-первых, значение прочности на каждом рисунке различно. На заданной глубине значения напряжений для сдвигового режима больше, чем для сбросового и надвигового режимов. Следовательно, при сдвиговом режиме необходимы значительно более высокие величины прочности для предотвращения обвалообразования, чем при сбросовом, и еще более высокие величины прочности при надвиговом режиме. Поэтому при заданной величине прочности пород, стволы скважин наименее стабильны при надвиговом режиме и более стабильны при сбросовом режиме. В главе 10 будет более детально рассмотрено, что для бурения стабильных скважин не обязательно предотвращать начало образования вывалов, необходимо ограничивать степень их развития.

Аналогично рис. 8.2, рис. 8.3 представляет тенденцию появления трещин растяжения. В этом случае, при состоянии напряжений и поровом давлении аналогично рис. 8.2, заливка цветом теперь указывает на величину веса бурового раствора, требуемого для возникновения трещин растяжения на стенках скважин. Была принята нулевая прочность на растяжение, хотя результаты существенно не изменятся, если положить какую-нибудь конечную прочность. Области, где возможносны образования трещин растяжения при весе бурового раствора, близком

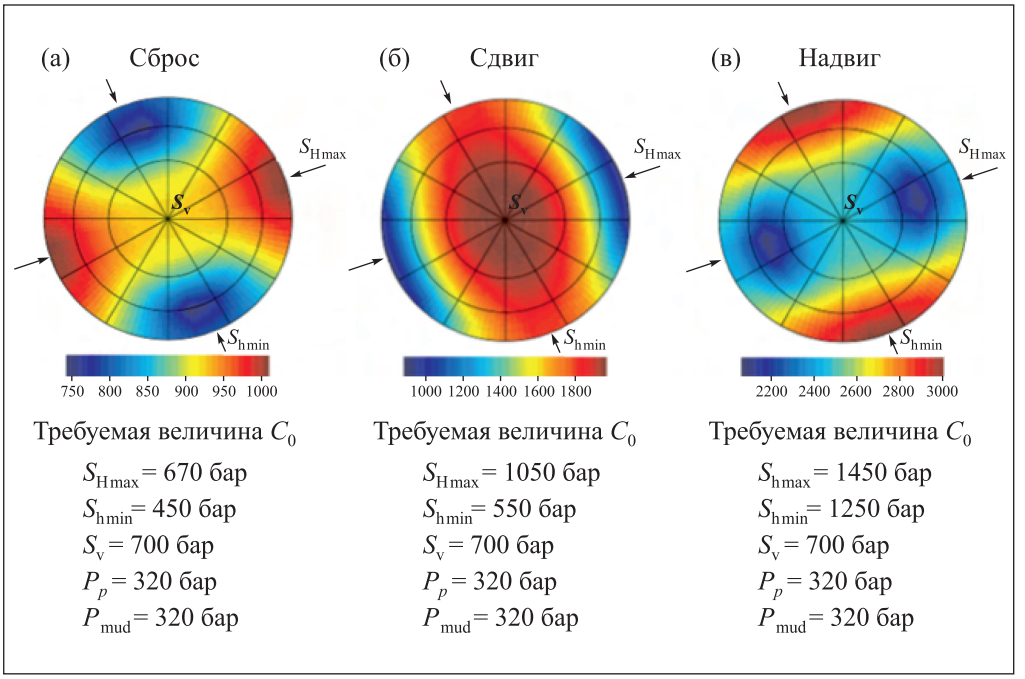


Рис. 8.2. Тенденция начала обвалообразования на стенках скважин с различной ориентацией при режимах напряжений типа сброс, сдвиг и надвиг. Аналогично рисункам в работе Peska, Zoback (1995). Для каждого случая показаны принятые величины напряжений, поровое давление и вес бурового раствора. Цвет указывает на прочность пород, требуемую для предотвращения разрушений, поэтому красный цвет указывает на относительную нестабильность скважины, так как необходима высокая прочность породы для предотвращения разрушений, тогда как синий цвет указывает на обратное. Шкала прочности различается для каждого рисунка, так как величины напряжений прогрессивно повышаются от режима сброса к режиму сдвига и надвига. Отмечается, что в связи с тем, что расчеты представляют начало обвалообразования, они прямо не применимы к рассмотрению стабильности стволов скважин (глава 10)

к пластовому давлению, закрашены красным,. Когда экстремально высокий вес бурового раствора требуется для инициации трещин растяжения, рисунки закрашиваются синим цветом. В случае сбросового и сдвигового режима (рис. 8.3, a, b) синий цвет соответствует весу бурового раствора, превышающему минимальное главное напряжение, что вероятно не может быть достигнуто до потери циркуляции. Заметим, что в случае со сдвигового режима (рис. 8.3, б), для всех скважин с наклоном менее 30° ожидается возникновение трещин растяжения, как раньше было рассмотрено для вертикальных скважин в главах 6 и 7. Наоборот, при сбросовом и надвиговом режиме, появление индуцированных бурением трещин растяжения ожидается при весе бурового раствора близком к поровому давлению только в скважинах с большим отклонением от вертикали. В случае сбросового режима, такие трещины ожидаются в субгоризонтальных скважинах, пробурен-

ных параллельно S_{Hmax}, тогда как при надвиговом режиме, для субгоризонтальных скважин, пробуренных параллельно S_{hmin}.

Как отмечено выше, ориентация вывалов в наклонных скважинах зависит от ориентации скважины относительно поля напряжений и величин напряжений в пластовых условиях. Рис. 8.4, а представляет ориентацию вывалов для наклонных скважин при сдвиговом режиме с S_{Hmax} действующим в СЗ-ЮВ направлении. Ориентация вывалов (если они встречаются) показана в системе отсчета *от низа скважины* (см. вставку на рисунке). Таким образом, в скважинах с отклонением к северо-востоку или юго-западу будут наблюдаться вывалы в верхней и нижней части ствола, тогда как наклонные скважины, пробуренные в направлении юго-восток или северо-запад, будут иметь вывалы по сторонам ствола. Ориентация трещин растяжения (если они имеют место) показана на рис. 8.4, б. Две линии указывают на положение трещины вокруг ствола и гол, относительно оси скажины (Peska, Zoback 1995). Как отмечено в работах Brudy, Zoback (1993) и Peska, Zoback (1995), индуцированные бурением трещины растяжения в наклонных скважинах встречаются в виде *эшелонных* пар трещин, которые наклонены к образующей стенки скважины (оси скважины) на угол ω, определенный выше.

В главе 10 мы рассмотрим как трещины гидроразрыва, которые формируются на стенках скважины как *эшелонные* трещины растяжения, распространяясь от скважины должны срастаться (объединяться) по мере удаления и становиться перпендикулярными минимальному главному напряжению. Аналогичная ситуация рассмотрена Baumgartner, Carvalho (1989) для случая гидроразрыва вертикальной скважины при вертикальном минимальном главном напряжении (режим надвига (взброса)). Осевые трещины растяжения формируются на стенке скважины, когда $\sigma_{\theta\theta}$ достигает нуля (в результате повышения давления в скважине), но трещины *разворачиваются* к горизонтальной плоскости по мере удаления от скважины.

Для приведения некоторых предыдущих расчетов к более уместному виду для стабильности скважин, результат на рис. 8.5 был рассчитан на основе напряженных состояний, используемых при построении рис. 6.3. Это сдвиговый режим напряжений с S_{Hmax} в направлении В-З. Однако цвета на рис. 8.5, а теперь указывают на ширину вывалов для скважин с произвольной ориентацией на интересующей глубине, с прописанным состоянием напряжений, полагая прочность на одноосное сжатие 450 бар, коэффициент внутреннего трения $1{,}0$ и критерий разрушения Мора – Кулона. Как может быть заметно, в сравнение с рис. 6.3, вертикальные скважины ожидаемо имеют вывалы шириной $90°$. Скважины с наклоном до $30°$ (независимо от азимута) имеют аналогичную степень нестабильности, как скважины с любым наклоном, пробуренные приблизительно в направлении восток-запад. Ориентация вывалов в скважинах, с направлением бурения восток-запад, ожидается на боковых стенках ствола, тогда как в скважинах, направленных на север-юг, вывалы будут ожидаться на нижней и верх-

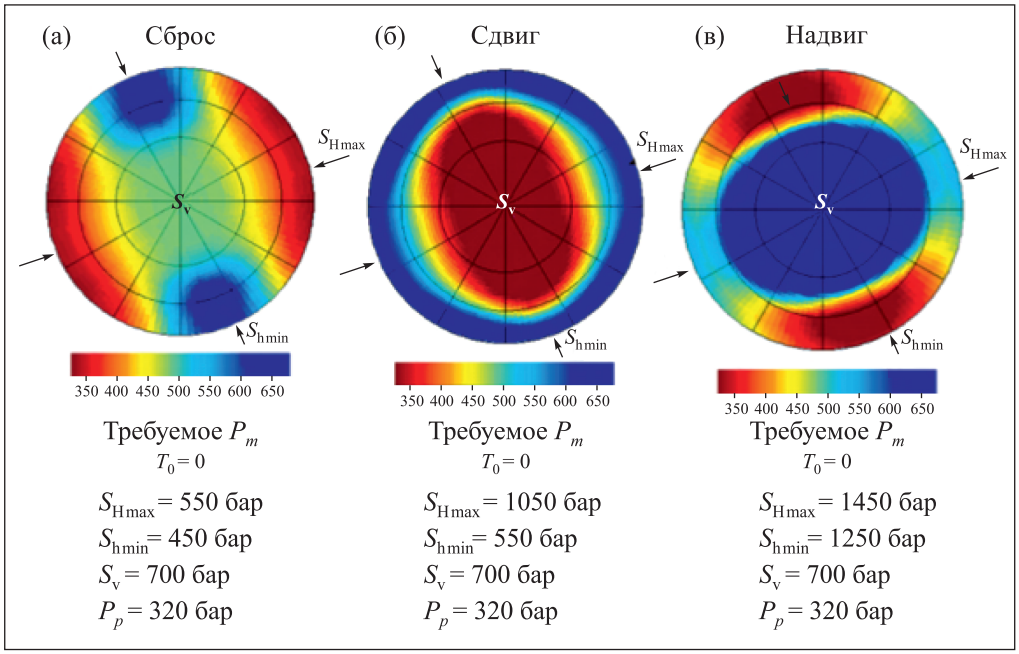


Рис. 8.3. Тенденция инициирования трещин растяжения на стенках скважин с различной ориентацией при режимах напряжений типа сброс, сдвиг и надвиг. Аналогично рисункам в работе Peska, Zoback (1995). Для каждого случая показаны принятые величины напряжений, поровое давление и вес бурового раствора. Цвет указывает на давление бурового раствора, требуемое для инициирования трещин растяжения. Красный цвет указывает на вероятное формирование трещин растяжения при небольшом превышении веса бурового раствора, а синий цвет указывает на обратное

ней части ствола (рис. 8.5, б). Отмечается, что скважины с большим наклоном, пробуренные в направлении север-юг, являются более нестабильными, так как ожидается появление вывалов с большей шириной. На практике, такие участки скважин часто относят к *размытиям*, так как вывалы протягиваются почти по всему периметру ствола скважины. Взаимосвязь между шириной вывалов и стабильностью стволов скважин детально рассматривается в главе 10. При этом напряженном состоянии и весе бурового раствора, близком к поровому давлению, индуцированные бурением трещины растяжения являются вероятными в широком диапазоне ориентаций скважин (рис. 8.5, в). Только в скважинах, пробуренных приблизительно в направлении восток-запад (параллельно S_{Hmax}), трещины растяжения будут параллельны оси и ориентированы в направлении S_{Hmax}, как в вертикальной скважине (рис. 8.5, г). При всех других ориентировках скважин, трещины будут значительно наклонены к оси скважины.

Пример *эшелонных*, индуцированных бурением трещин растяжения, наблюдаемых в вертикальном пилотном стволе скважины KTB в Германии, показан на рис. 8.6, б (Peska, Zoback, 1995). В пилотном стволе был непрерывно отобран

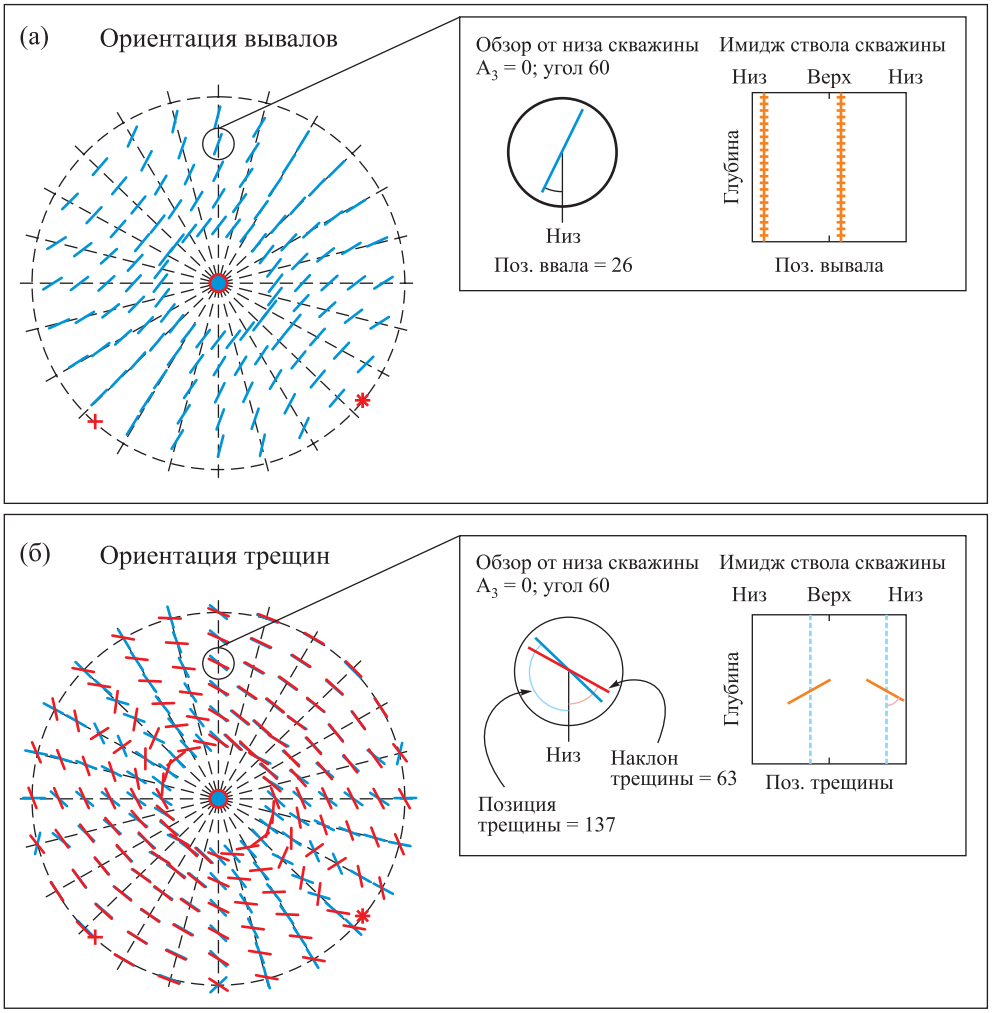


Рис. 8.4. (а) Ориентация вывалов, при их формировании, в скважинах с различной ориентацией. Используется система отсчета от низа ствола скважины, как указано во вставке. Аналогично рисункам в работе Peska, Zoback (1995). (б) Ориентация трещин растяжения, при условии их формирования, в скважинах с различной ориентацией, указывается двумя углами, которые определяют положение трещины растяжения по периметру, относительно низа ствола, и наклон следа трещины относительно оси скважины, как указано во вставке. При расчетах принят сдвиговый режим с действием S_{Hmax} в направлении СЗ-ЮВ

керн, но эти трещины не наблюдаются в керне. Почти все трещины растяжения являются осевыми (Brudy, Zoback, 1997), как показано на рис. 8.6, а. Синусоидальные элементы на рис. 8.6, а представляют плоскости сланцеватости в гранитных гнейсах. В интервалах, где поле напряжений локально изменено благодаря смещению по активным разломам (глава 9), формирование индуцированных бу-

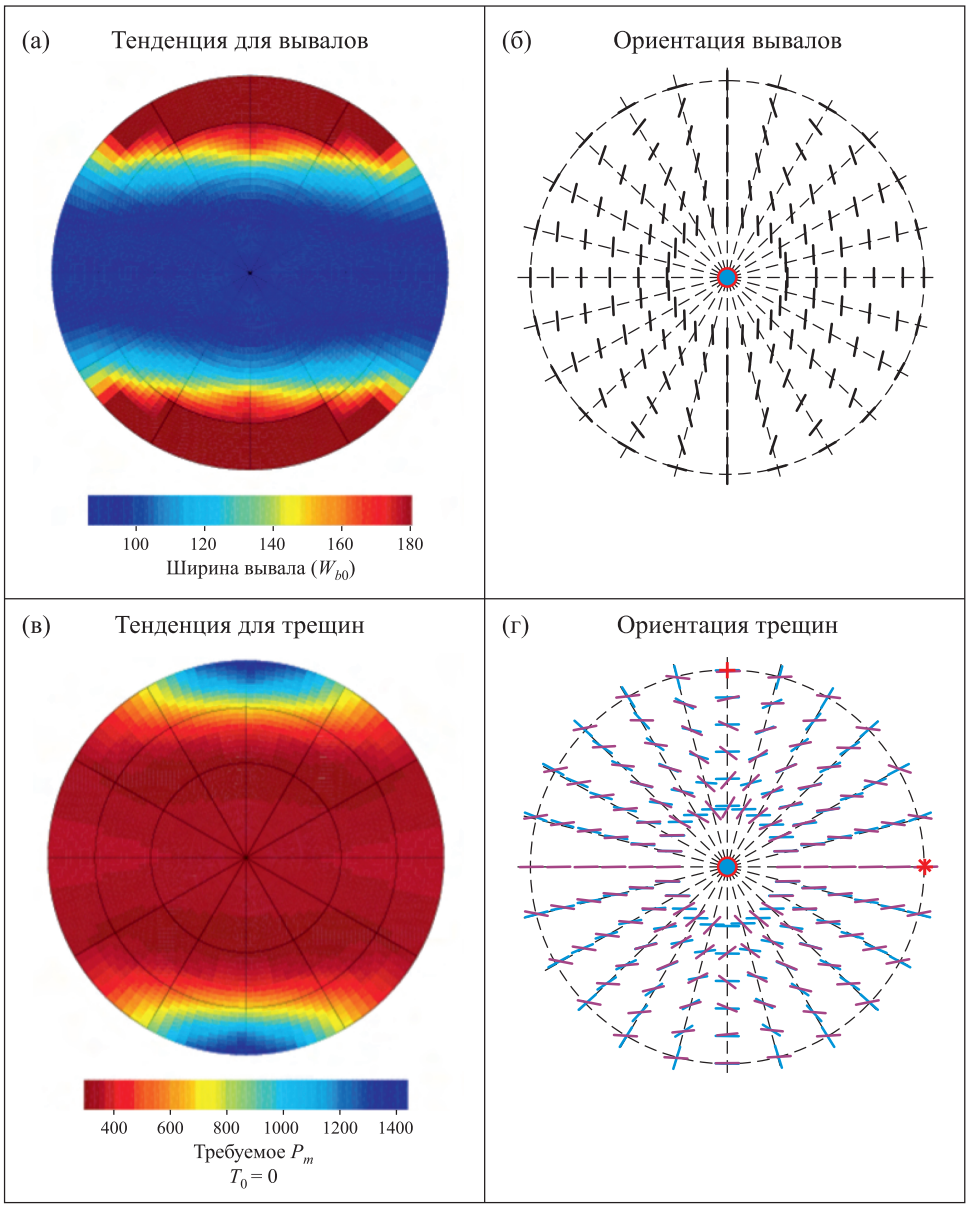


Рис. 8.5. Представление относительной стабильности скважин на нижней полусфере при различной ориентации, по формированию вывалов (а, б) и индуцированных бурением трещин растяжения (в, г). (а) Ширина вывала на красных участках указывает на нестабильный ствол скважины, так как почти весь периметр ствола разрушен. (б) Ориентация вывала ствола скважины, при условии его формирования, в координатной системе отсчета от низа скважины. (в) Тенденция формирования индуцированных бурением трещин растяжения в единицах веса бурового раствора, необходимого для инициации трещин. (г) Ориентация индуцированных трещин растяжения (цвета аналогичны рис. 8.4, б)

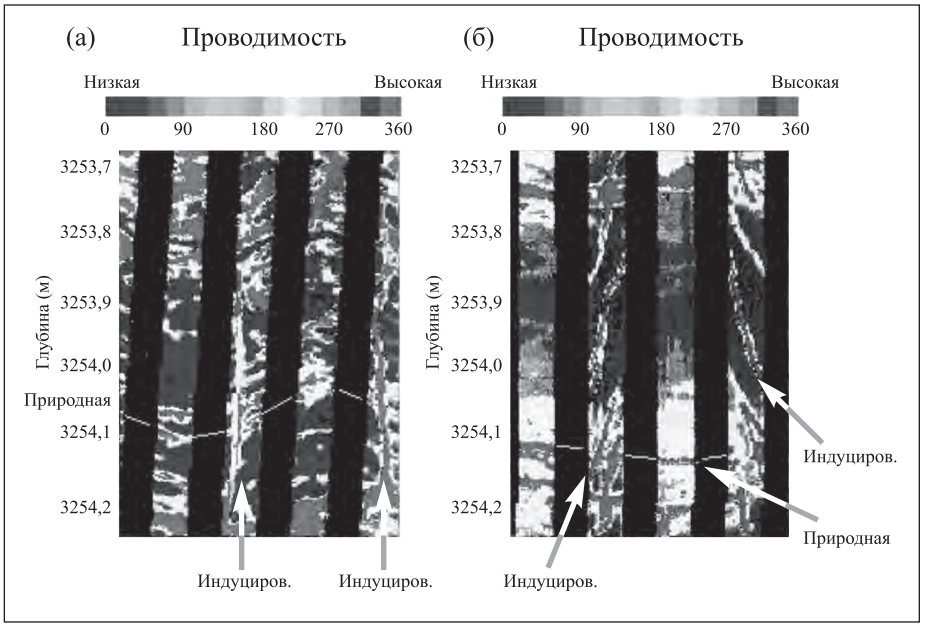


Рис. 8.6. Имидж электрического сопротивления индуцированных бурением трещин растяжения, наблюдаемых в пилотном стволе скважины КТВ (Peska, Zoback, 1995)

рением трещин происходит под углом ω к оси скважины, в связи с тем, что одно главное напряжение не является вертикальным.

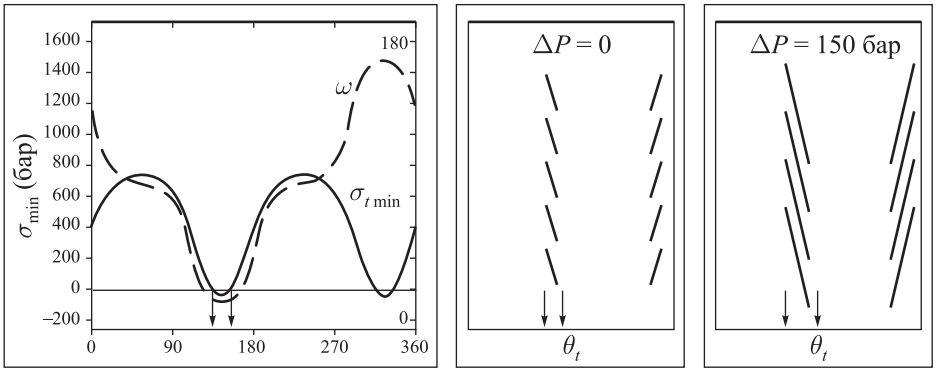


Рис. 8.7. Теоретическая иллюстрация характера формирования эшелонных, индуцированных бурением трещин растяжения в наклонной скважине. (а) Трещина формируется, когда $\sigma_{t\,\min}$ является растягивающим напряжением. Угол, образуемый трещиной с осью скважины, определяется величиной ω, которая подобно $\sigma_{t\,\min}$ изменяется вокруг ствола скважины. (б) *Эшелонные* трещины формируются на угловом участке θ_t, где стенки скважины находятся в состоянии растяжения. (в) Повышение веса бурового раствора является причиной распространения трещин на больший интервал углов, в связи с тем, что $\sigma_{t\,\min}$ уменьшается по периметру скважины

Рис. 8.7 предназначен для лучшей иллюстрации формирования эшелонных, индуцированных бурением трещин растяжения. Обычно трещины растяжения первыми формируются в точках вокруг ствола скважины, где минимальное главное напряжение $\sigma_{t\,\mathrm{min}}$, является растяжением. В связи с наклоном скважины относительно главных напряжений, ω составляет около 15° и 165° в секциях вокруг ствола скважины, где стенки скважины локально находятся в растяжении (рис. 8.7, а). Трещины распространяются на участке периметра скважины, θ_t, где присутствует напряжение растяжения (рис. 8.7, б). Трещины не распространяются дальше в связи с тем, что при расширении интервала трещиноватости $\sigma_{t\,\mathrm{min}}$ становится сжимающим. Повышение скважинного давления (рис. 8.7, в) позволяет трещинам распространяться дальше вокруг ствола скважины, в связи с тем, что $\sigma_{t\,\mathrm{min}}$ уменьшается на величину ΔP, поэтому увеличивается угловой участок (θ_t), где наблюдается напряжение растяжения по периметру ствола скважины.

Подтверждение, что S_{Hmax} и S_{hmin} являются главными напряжениями

Индуцированные бурением трещины растяжения были повсеместны в пилотном стволе скважины КТВ и в большинстве других скважин. Как отмечено выше, трещины растяжения в большей части стволов являются осевыми. В субвертикальных скважинах это указывает на субвертикальное главное напряжение. Однако в некоторых секциях скважин, напряженное состояние локально изменено смещением по разломам, и оно отклоняется от горизонтальной или вертикальной плоскости (Brudy, Zoback, 1997). По всему интервалу детальных исследований в скважине КТВ (от $\sim$ 1 км до $\sim$ 8 км), осевые индуцированные бурением трещины растяжения указывают, что одно главное напряжение почти всегда вертикально и случаи несоответствия ограничены зонами локально аномальных напряжений (Brudy, Zoback, 1997). Субвертикальные индуцированные бурением трещины растяжения наблюдались до глубин около 7 км в скважине Siljan, пробуренной в Швеции (Lund, Zoback, 1999). Аналогичную ситуацию наблюдали Wiprut, Zoback (2000), которые документировали осевые и *эшелонные* трещины в серии из пяти нефтяных скважин на месторождении Visund в северной части Северного моря. В то время как поле напряжений характеризуется субвертикальным и двумя горизонтальными главными напряжениями, зоны аномальных напряжений имеют вариации от средней ориентации главных напряжений на $\pm 10^\circ$.

В качестве краткого исторического замечания, следует отметить, что во время составления интегрированных карт напряжений (Zoback, Zoback, 1980, 1989; Zoback, 1992), представленных в главе 1, принималось, что одно главное напряжение является вертикальным. Основной причиной для такого предположения являлось наличие, на относительно небольших глубинах в коре, свободной по-

верхности, требующей наличия субвертикального главного напряжения. На больших глубинах было показано, что почти для всех землетрясений в кристаллической земной коре, для которых имелись достоверные фокальные механизмы, одна из осей P, B или T была субгоризонтальной. Несмотря на то, что это относительно слабое ограничение области допустимых ориентировок напряжений, логичность очевидных горизонтальных главных напряжений на сводных картах, указывает, что предположения о горизонтальных главных напряжениях, в основном, корректны. Сегодня, индуцированные бурением трещины растяжения идентифицированы во многих субвертикальных скважинах во всем мире. Так как такие трещины почти всегда являются осевыми, это дает строгое подтверждение, что предположение о вертикальном и горизонтальном главном напряжении, в основном, является верным.

Оценка S_{Hmax} по вывалам и трещинам растяжения в наклонно-направленных скважинах

В ряде работ рассмотрена тема взаимосвязи между разрушением наклонных скважин и тектоническим полем напряжений. Mastin (1988) показал, что вывалы в наклонных скважинах, пробуренных под разными азимутами, ожидаемо формировались под разными углами вокруг ствола скважины. Qian, Pedersen (1991) предложили нелинейный инверсионный метод для получения информации о тензоре напряжений в пластовых условиях, по вывалам глубоких наклонных скважин, вскрывших структуру Siljan, в Швеции. Qian, Crossing (1994) позднее предложили коррекцию к результатам работ, по причине ошибки в опубликованном уравнении, в работе Mastin (1988) (хотя рисунки в указанной статье являются корректными). Zajac, Stock (1992) предположили возможность определения пределов величин напряжений на основе азимутов вывалов, если в наличии имеются наблюдения для нескольких наклонных скважин, пробуренных под разными азимутами в однородном поле напряжений. Этот подход принципиально схож с подходом, предложенной Aadnoy (1990a,b), для оценки напряжения в пластовых условиях по данным теста на утечку (LOT) в ряде наклонных скважин, в которой полагается, что пик давлений в тестах является давлением инициации трещин гидроразрыва. По причинам, отмеченным в главе 7, это предположение вероятно сомнительно. На основе формальной геофизической инверсионной теории, предполагается, что в данном случае данные о вывалах будут иметься в наличии для множества скважин с различной ориентацией, исследуемых в однородном поле напряжений. Возможность таких данных, является сомнительным допущением.

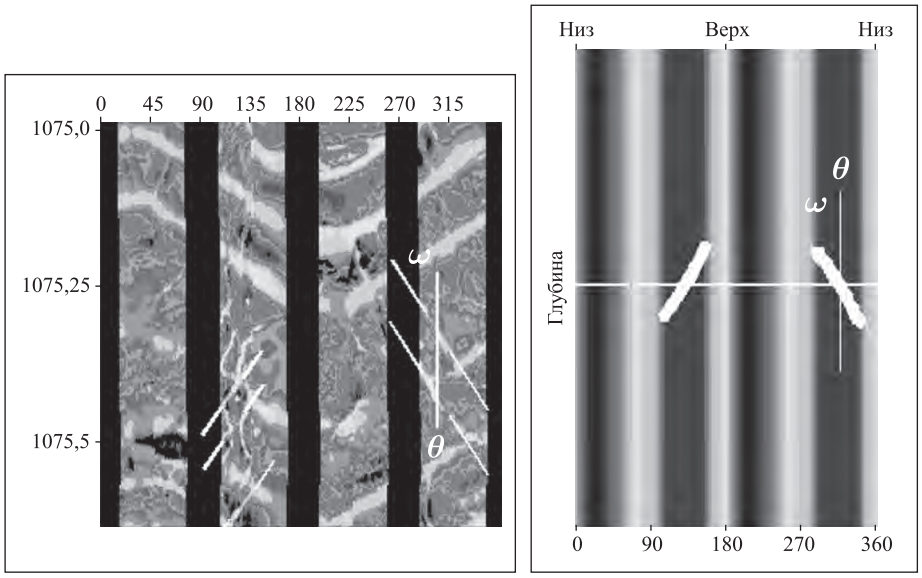
Существует несколько прямых методов использования наблюдений трещин растяжения и вывалов в наклонных скважинах для определения величины и ориентировки S_{Hmax} на глубине, в предположении, что вертикальное главное на-

пряжение, S_{v}, и минимальное горизонтальное напряжение, S_{hmin}, определены методами, рассмотренными ранее. Например, итеративное прямое моделирование эшелонированных трещин, показанное на рис. 8.8, а, в умеренно наклонной геотермальной скважине в Японии, дает информацию о величине и ориентировке S_{Hmax}. Три наблюдения определяют границы моделирования — положение трещин вокруг ствола скважины θ, наклон относительно оси скважины ω, и само существование трещин растяжения. Азимут S_{Hmax} был определен величиной около 300° и S_{hmin} как слегка превышающее вертикальное напряжение (в связи с некоторым охлаждением ствола, что обычно встречается в геотермальных скважинах; индуцированные бурением трещины растяжения возникают даже при относительно умеренной разности напряжений).

В двух случаях, рассмотренных ниже, скважины имеют значительный наклон, но появление осевых, индуцированных бурением трещин растяжения в вертикальных секциях скважин, указывает, что главные напряжения вертикальны и горизонтальны. В общем случае наклонной скважины в наклонном поле напряжения, тест на утечку (LOT) даст информацию о величине минимального главного напряжения, но будет необходимо провести итеративное прямое моделирование наблюдаемого разрушения скважины для определения ориентации и величин напряжений.

Wiprut, Zoback (2000) наблюдали индуцированные бурением трещины растяжения в вертикальной секции скважины на месторождении Visund, в северной части Северного моря. Ниже глубины $2\,600$ м наклон скважины постепенно увеличивается до выдержанной траектории по азимуту 280° (рис. 8.9, а). Ряд индуцированных бурением трещин растяжения наблюдался в субвертикальной секции этой скважины и в других субвертикальных скважинах поля. Интервал глубин, на котором наблюдались трещины растяжения, показан красным цветом. Отмечается, что проявление индуцированных бурением трещин растяжения внезапно прекращается на глубине по стволу около $2\,860$ м или, эквивалентно, когда наклон скважины достигает 35°. Данные электрического имиджера, хорошего качества, представлены во всех секциях скважины. Однако исчезновение трещин не является результатом низкого качества данных. В дополнение, не было значительных изменений в буровых операциях, весе бурового раствора и так далее, таким образом, исчезновение трещин с глубиной не является результатом изменения технологии бурения.

Аналогично приведенному примеру на рис. 7.10 в вертикальной скважине, можно определить границы величины S_{Hmax}, с возможной точностью, после принятия в расчете эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП/ECD) и терминах изменений в концентрации напряжений вокруг ствола скважины. Вертикальное напряжение, поровое давление и величина минимального главного напряжения (по тесту на утечки) на месторождении Visund были представлены на рис. 7.4. Тщательное внимание обращалось на интервалы спуско-подъемных операций, промывки и проработки, которые могут изменить давление бурового

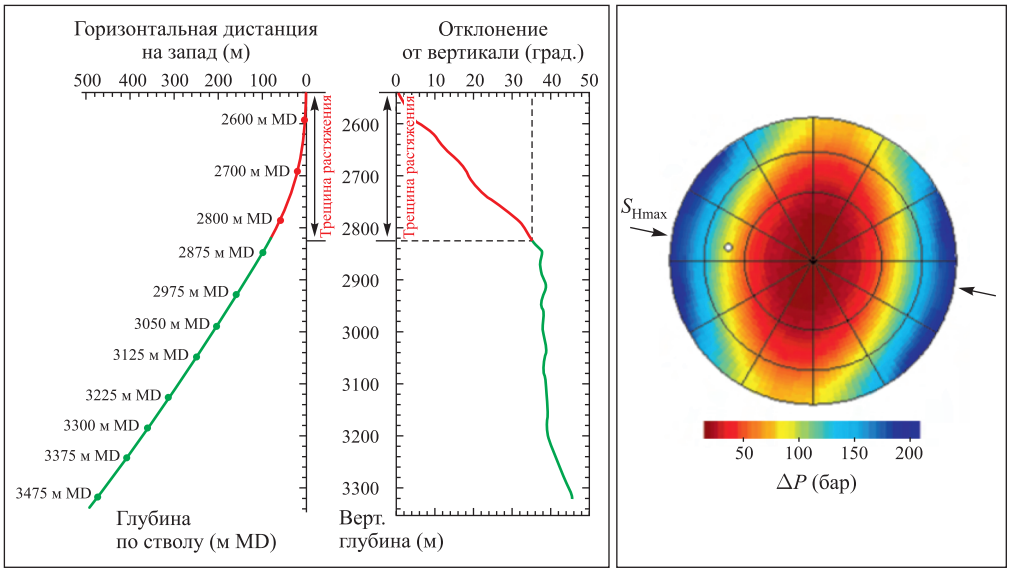


(а) (б)

Рис. 8.8. (а) Индуцированные бурением трещины растяжения в геотермальной скважине, в Японии, образуют угол ω с осью скважины и расположены на позиции, указанной углом θ от низа ствола скважины. (б) Теоретическая модель наблюдаемых на (а) трещин с расчетными величинами ω и θ для соответствующей величины и ориентировки S_{Hmax}

раствора в скважине на данной глубине (рис. 7.12). Как приведено на рис. 8.10, толстые черные линии указывают на величину S_{Hmax} как функцию S_{hmin}, для инициирования индуцированных бурением трещин растяжения в скважине с соответствующим наклоном, ЭЦП/ECD и величиной охлаждения. В связи с наклоном скважины, линия, которая определяет величину S_{Hmax} и требуется для объяснения появления индуцированных бурением трещин растяжения, больше не совпадает с условиями образования разломов типа сдвиг, как было в случае вертикальной скважины, иллюстрированном в главе 7. Заметим, что для измеренной величины S_{hmin}, равной 532 бар, которая соответствует интересующей глубине, величина S_{Hmax} определяется в интервале 720–750 бар (другие используемые параметры моделирования рассмотрены в работе Wiprut, Zoback, 2000). Эти величины были использованы в расчете величин S_{Hmax} для месторождения Visund (в основном по вертикальным скважинам), представленным на рис. 7.13.

Конечно, интересно наблюдение в скважине внезапного исчезновения трещин при достижении угла наклона 35° (рис. 8.9, а). Действительно, это полностью соответствует ожидаемому эффекту для поля напряжений, определенного на рис. 8.10. Как показано на рис. 8.9, б, субвертикальная скважина будет ожидаемо разрушаться при растяжении при весе бурового раствора только на несколько десятков бар выше порового давления, в противоположность скважинам с углом наклона более 35°, которые требуют превышения скважинного давления на вели-



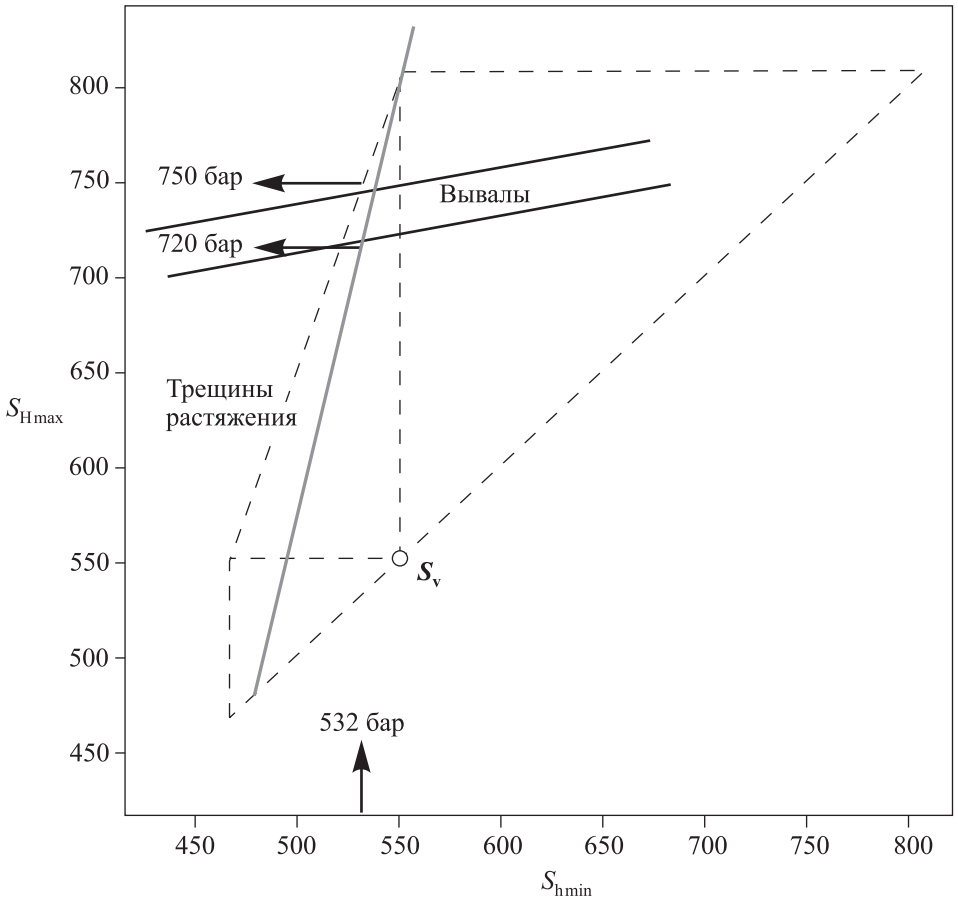
(а) (б)

Рис. 8.9. Индуцированные бурением трещины растяжения, наблюдаемые в субвертикальной части скважины на месторождении Visund, в северной части Северного моря, которые внезапно исчезают, когда наклон скважины более 35° (в центре). Как показано на рисунке справа, этот результат прогнозируется состоянием напряжений, показанном на рис. 8.10 (Wiprut, Zoback, 2000)

чину более 90 бар для инициации трещин растяжения. Так как ЭЦП/ECD была приблизительно на 60 бар выше порового давления, в данном случае вес бурового раствора был значителен только для субвертикальной секции скважины, но незначителен для секций скважины с большим углом наклона.

Этот тип прямого моделирования достаточно полезен для определения границ по величине и ориентации S_{Hmax}, когда наблюдения скважинных разрушений возможны в наклонных скважинах. Так как мы часто имеем информацию о вертикальном напряжении и минимальном главном напряжении, мы можем использовать итеративное прямое моделирований для определения границ величины S_{Hmax} и ориентации, которая согласовывается с наклоном эшелонированных трещин растяжения относительно оси скважины ω, и их положением по периметру ствола скважины. Как было в случае вертикальной скважины, отсутствие индуцированных бурением трещин растяжения в наклонной скважине позволяет нам определить верхний предел величины S_{Hmax}.

В связи с тем, что положение трещин растяжения и вывалов вокруг наклонной скважины зависит от величин и ориентации всех трех главных напряжений (также как и от ориентации скважины), независимые определения S_{v} и S_{hmin} не позволят нам определить возможные величины и ориентацию S_{Hmax}. Эта технология была использована Zoback, Peska (1995) для моделирования положения

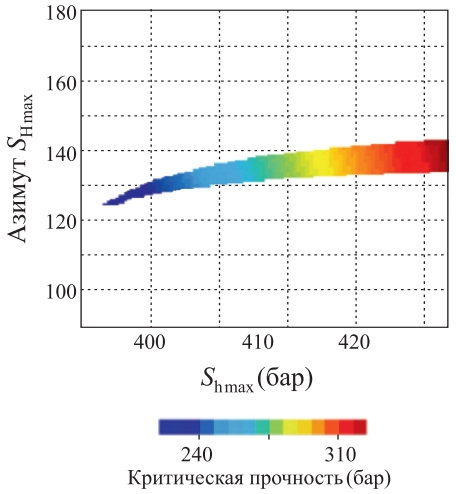


$S_v = 551$	Коэфф. трения = 0,6	Азимут = 280
$P_p = 429$	Коэфф. Пуассона = 0,2	Угол = 36
$P_m = 490$	$S_{hmin} = 532$	Азимут $SH = 100$
Внутр. трение = 1		Delta $T = -26$
$W_{BO} = 45$		Alfa = 2,4e – 0,6
		Модуль Юнга = 1,9e + 0,4

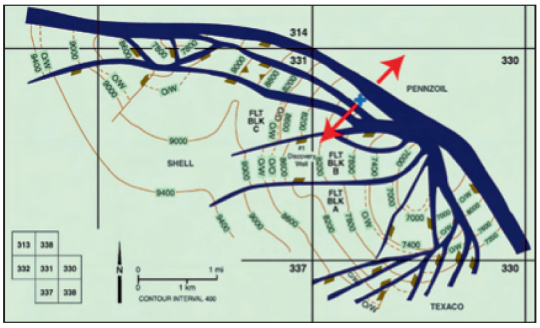
Рис. 8.10. Анализ, аналогичный рис. 7.10, определения границ величины S_{Hmax} для трещин растяжения, наблюдаемых в наклонной скважине, показанной на рис. 8.9. Толстые черные линии указывают величины S_{Hmax} как функцию S_{hmin} для случая индуцированных бурением трещин растяжения в скважине с соответствующим наклоном, ЭЦП/ECD и величиной охлаждения. Модифицировано по Wiprut, Zoback (2000)

вывалов вокруг ствола наклонной скважины в Мексиканском заливе для определения величины и ориентации максимального горизонтального напряжения. В данном случае положение вывалов было определено по данным мультиры-

чажного профилемера, величина минимального главного напряжения была определена по данным мини-ГРП, а величина вертикального напряжения получена интегрированием плотностного каротажа, предоставляя величину и ориентацию S_{Hmax} в качестве двух неизвестных. Как показано на рис. 8.11, а, была использована итеративная сеточная технология поиска для нахождения интервала величин и ориентации S_{Hmax}, сравнимой с наблюдениями, приведенными выше. Вывалы будут встречаться только в положении вокруг ствола скважины, в которых они наблюдались, если ориентация S_{Hmax} соответствует азимуту $136 \pm 8°$. Это соответствует направлению S_{Hmax}, которое ортогонально простиранию близлежащего разлома типа сброс (рис. 8.11, б), в соответствии с прогнозом теории образования разломов Кулона. Оценка S_{Hmax}, полученная по этому анализу лежит в пределах между 395 и 430 бар (рис. 8.11, а). Прогноз стабильности скважины, основанный на таких величинах, соответствует данным бурения.



(а)



(б)

Рис. 8.11. (а) Возможные величины и ориентация S_{Hmax}, соответствующие вывалам в наклонной скважине Мексиканского залива (Zoback, Peska, 1995). (б) Ориентация напряжения при данном анализе указывает на расширение, ортогональное простиранию главного сброса, вскрытого скважиной (Holland, Leedy, 1990)

На практике достаточно трудно применить технологии, показанные на рис. 8.11, на скважинах с большим отклонением от вертикали, в областях, аналогичных Мексиканскому заливу, где осадочные породы достаточно рыхлы. Проблема использования мультирычажного профилемера связана с обычным наличием желобов в наклонных скважинах, в результате регистрируются желоба, а не вывалы. При изучении приблизительно 40 скважин на площади South Eugene Island в Мексиканском заливе, Finkbeiner (1998) имел возможность документировать появление вывалов только в пяти скважинах. Во всех других случаях про-

филеметрия регистрировала преимущественно желоба. В других исследованиях, Yassir, Zerwer (1997) использовали четырехрычажные профилемеры для картирования напряжений в Мексиканском заливе. В данном случае был отмечен большой разброс результатов, часть из которых связана с интенсивным образованием желобов. Поэтому, несмотря на возможность применения имиджеров для однозначной идентификации разрушения стволов скважин, на практике достаточно сложно коммерческое применение технологии, иллюстрированной на рис. 8.11, при интенсивном развитии желобов.

Отличие индуцированных бурением трещин растяжения от природных трещин

В данном разделе я кратко рассмотрю проблему распознавания *эшелонных*, индуцированных бурением трещин растяжения от природных трещин на развертке имиджера. *Правильное извлечение данных* важно по двум причинам. Во-первых, ошибочное определение индуцированных бурением трещин растяжения как природных трещин, приводит к ошибочной интерпретации трещин и разломов, действительно присутствующих в залежи на глубине. Во-вторых, ошибочное признание природных трещин за индуцированные бурением, будет отвергать возможность использования таких трещин в полном анализе напряжений.

На первый взгляд, это кажется тривиальной проблемой. Как определено в главе 5, природные трещины проявляются в виде синусоид на развертках имиджеров, тогда как эшелонные, индуцированные бурением трещины растяжения имеют заметно отличающееся проявление. Однако два момента необходимо иметь в виду. Во-первых, комбинация данных низкого качества и небольшая апертура трещины иногда делают трудным отслеживание синусоиды вокруг ствола скважины, которая ассоциируется с натуральной трещиной. Такой пример данных ультразвукового телевизора по геотермальной скважине Soultz, в восточной Франции, приведен на рис. 8.12, б. Во-вторых, эшелонные, индуцированные бурением трещины растяжения, рассмотренные выше, не являются прямолинейными и могут быть в значительной мере искривлены. Это явление иллюстрируется моделированием на рис. 8.13, а. Для комбинации величин напряжений и ориентации (и ориентации скважины, конечно), используемой в расчетах, ω быстро изменяется в областях, где стенки скважины находятся в растяжении. Следовательно, индуцированные бурением трещины растяжения будут иметь криволинейный вид на данных скважинных имиджеров. Отчетливый пример этого показан на рис. 8.13b, на имидже трещиноватой залежи в Аргентине. Такие трещины иногда называют *рыболовными крючками* или *J-трещинами*.

Возвращаясь к рис. 8.12, а, недостаточно ясно, являются ли трещины, обозначенные как *неопределенные*, *эшелонными*, индуцированными бурением трещинами растяжения или они являются сегментами природных трещин, как пока-

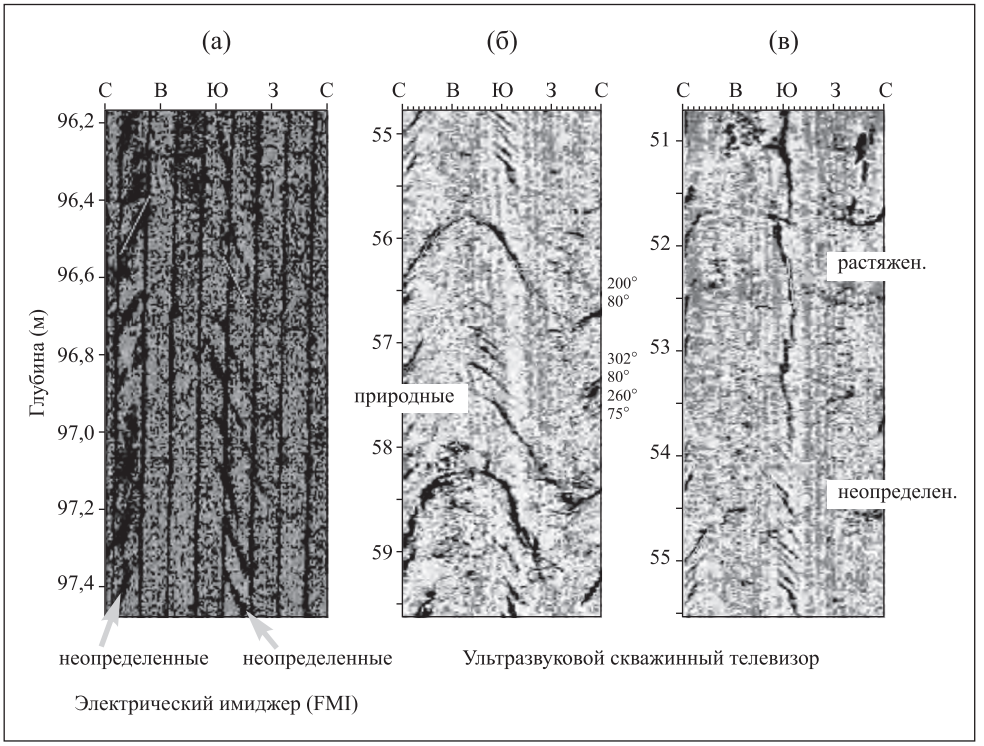
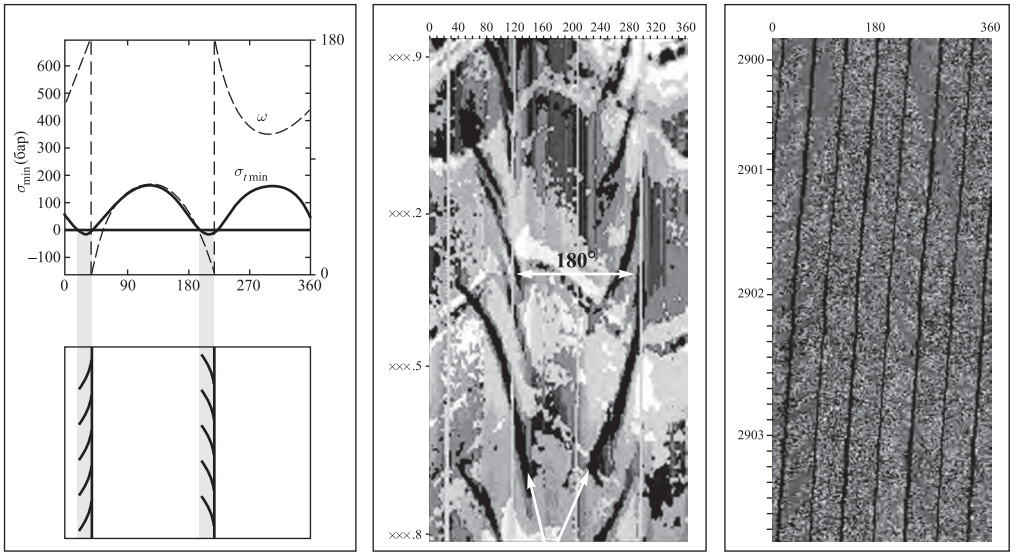


Рис. 8.12. Три скважинных имиджа геотермальной скважины Soultz в восточной Франции. (а) Признаки, указанные как *неопределенные*, могут принадлежать *эшелонным*, индуцированным бурением трещинам растяжения или частичным синусоидам, ассоциируемым с природными трещинами, которые не могут прослеживаться вокруг всего ствола скважины. (б) Частичные синусоиды имеют аналогичную ориентацию с природными трещинами. (в) Осевые, индуцированные бурением трещины растяжения и возможно частичные синусоиды или *эшелонные*, индуцированные бурением трещины на приблизительно одинаковой позиции вокруг ствола скважины (J. Baumgartner)

зано на рис. 8.12, б. Это особенно проблематично в данном случае, в связи с тем, что субосевые индуцированные бурением трещины присутствуют на некоторых глубинах в данной скважине (рис. 8.12, в). Важный аспект появления трещин растяжения, помогающий в корректной интерпретации скважинных имиджей, заключается в том, что криволинейные, индуцированные бурением трещины растяжения, имеют обратную кривизну на разных стенках скважины и поэтому не определяют секции синусоидального следа трещины (Barton, Zoback, 2003). Это иллюстрировано в расчетах, показанных на рис. 8.13, а, также как в примерах, показанных на имиджах рис. 8.13, б,с. Кривизна трещин достаточно заметна на рис. 8.13, б, но едва уловима на рис. 8.13, в, который также иллюстрирует ситуацию по разрезу скважины Soultz.

На рис. 8.12, а видно, что кажущиеся эшелонные трещины имеют одинаковую, направленную вниз, кривизну на обеих сторонах скважины и могут соот-

ветствовать синусоидам. Однако это сегменты существующих до этого трещин, которые не могут прослеживаться вокруг всего ствола скважины, аналогично трещинам на рис. 8.12, б. Один интересный аспект частичных синусоид, показанных на рис. 8.12, a, b, заключается в тенденции их появления по азимуту минимального сжатия вокруг ствола скважины. Отмечается присутствие частичных синусоид на рис. 8.12, в, которые находятся на одном азимуте с осевыми, индуцированными бурением трещинами растяжения. Мы относим их к *усиленным бурением* трещинам (Bartom, Zoback, 2002). Мы интерпретируем их как малоапертурные природные трещины, которые были бы очень малы для наблюдения на имидже, если бы не избирательное растрескивание трещин на стенках в начале бурения, на участках скважинного периметра, где $\sigma_{t\,\min}$ минимально. Пока не существует специального моделирования для подтверждения этой интерпретации, мы отмечаем строгую корреляцию между усиленными бурением природными трещинами и ориентацией S_{hmin} в вертикальных скважинах.



(а) (б) (в)

Рис. 8.13. (а) Теоретическая иллюстрация формирования криволинейных, индуцированных бурением трещин растяжения. Отмечается, что искривление трещин происходит по причине изменения ω в угловом сегменте ствола скважины, где $\sigma_{t\,\min}$ имеет отрицательное значение. (б) Имидж, показывающий криволинейные, индуцированные бурение трещины растяжения в скважине, в Аргентине. Отмечается, что трещины с левой стороны имиджа изогнуты вниз, тогда как трещины с правой стороны — изогнуты вверх. Эти трещины явно не природные, которые имеют синусоидальный след на стенке скважины. (в) Имидж, показывающий криволинейные, индуцированные бурением трещины в геотермальной скважине Soultz, во Франции

Определение ориентации S_{Hmax} по анизотропии скорости поперечных волн в наклонно-направленных скважинах

Существует множество наблюдений анизотропии поперечной волны (поляризации поперечной волны в анизотропных средах на быструю и медленную компоненту) в верхней части земной коры. Механизмы, предлагаемые для объяснения данного явления, делятся на две основные группы. Первая группа связана с индуцированной напряжениями анизотропией, возникающей в результате разности между тремя главными напряжениями. В этом случае, вертикально распространяющиеся сейсмические волны будут поляризованы в быстром направлении, параллельно открытым микротрещинам (Crampin, 1985), или перпендикулярно закрытым микроскопическим трещинам (Boness, Zoback, 2004). В обоих случаях направление поляризации быстрой волны параллельно S_{Hmax}. Вторая группа связана со структурной анизотропией, возникающей в результате группировки субпараллельных плоскостей, таких как микроскопические трещины или плоскости напластования. В этом случае, распространяющиеся поперечные волны демонстрируют направление быстрой поляризации параллельное простиранию структуры или текстуры. При геофизических исследованиях, анизотропия скорости поперечных волн, в основном, моделируется с помощью трансверсально изотропной симметрии (Maxwell, Urbancic, 2002), где поперечные волны поляризованы параллельно или перпендикулярно к плоскостям, нормальным к осям симметрии пластов (Thomsen, 1986).

Кросс-дипольный акустический каротаж в вертикальных скважинах используется для определения ориентировки напряжений по *направлению поляризации быстрой поперечной волны* (далее по тексту — *направлению быстрой волны*), когда плоскости напластования и ориентированные трещины субгоризонтальны и, вероятно, не влияют на направление поляризации поперечных волн. Мы ограничим обсуждение кросс-дипольного акустического каротажа (Kimball, Marzetta, 1984; Chen, 1988; Harrison, Randall, 1990) сравнением результатов применения данной технологии с другими, рассматриваемыми в данной книге. Зонды, используемые для получения этих данных, выстроенные в линии источники и приемники, расположенные, в основном, с интервалом 6 дюймов, источник такой дипольной акустической аппаратуры представляет низкочастотный дипольный источник с операционной частотой $\sim$ 1–5 кГц. Дисперсионная флексурная волна распространяется вдоль ствола скважины со скоростью, которая является функцией модуля сдвига пласта. Дисперсионная природа флексурной волны используется для фильтрации высокочастотных волн, соответствующих волнам с короткой длиной, которые дают замеры по породам, подверженным влиянию концентрации напряжений вокруг ствола скважины (Sinha, Norris, 1994). Действительно, при низких частотах, скорость флексурной волны приближается к скорости поперечной волны в пласте и имеет глубину исследований около 1,5 м, таким образом, она нечувствительна к концентрации напряжений вокруг ствола сква-

жины. Когда зонды ориентированы (географически или относительно верха или низа ствола) направление поляризации быстрой и медленной поперечной волны может быть получено как измерение в плоскости перпендикулярной стволу скважины. Представляют интерес наблюдения скоростей поперечных волн, коррелирующихся с низкочастотными, которые проникают глубже в пласте, за измененную зону вокруг ствола скважины. В дополнение, овальность ствола скважины известна как искажающий фактор на результаты анализа поперечных волн при дипольном акустическом каротаже (Leslie, Randall, 1990; Sinha, Kostek, 1996), необходимо обращать особое внимание на предотвращение ошибок в поляризации поперечных волн в пластах при влиянии овальности.

Пример данных кросс-дипольного акустического каротажа приведен на рис. 8.14 (Yale, 2003). Используя данные кросс-дипольного каротажа, они показали направление максимального горизонтального напряжения на месторождении Scott в Северном море, которое достаточно хорошо определено по анизотропии скорости поперечных волн (сплошные линии со стрелками) и по вывалам стенок скважин (пунктирные линии со стрелками). Заметим, что ориентация напряжений, полученных по данным вывалов, очень хорошо согласуются с данными кросс-дипольного анализа, в целом, ориентация напряжений поля представляется достаточно неоднородной, без заметного тренда. Фактически, ориентация напряжений подчиняется тренду разломов в регионе. Мы вернемся к рассмотрению этого случая в главе 12, где мы предложим модель, объясняющую наблюдаемые вариации ориентации напряжения.

Второй пример показан на рис. 8.15 по нефтяному месторождению в Юго-Восточной Азии. Пятнадцать вертикальных скважин с дипольным акустическим каротажем использовались для определения направления максимального горизонтального сжатия (рис. 8.15, а). Этот анализ отмечает едва заметную разницу ориентации напряжений в северо-западной, юго-западной и юго-восточной части месторождения. Десять вертикальных скважин с данными электрического имиджера, по которым определены вывалы стенок скважин (рис. 8.15, б), показали одинаковые направления напряжений в северо-западной и юго-западной части поля. Хотя вывалы в юго-восточной части поля не отмечались, направления, полученные по дипольному акустическому каротажу, могут с уверенностью использоваться для определения ориентации напряжений. Достаточно ясно, что должный качественный контроль (см. ниже) анизотропии скорости поперечных волн, полученной по данным дипольного акустического каротажа в вертикальных скважинах, может предоставить полезную информацию об ориентировке напряжений, если можно исключить структурный источник анизотропии скорости.

В соответствии с Boness, Zoback (2006), в этой главе я кратко рассмотрю вопрос определения ориентации напряжений в более сложной проблеме определения по данным кросс-дипольного акустического каротажа в скважинах со значительным отклонением от вертикали. В этом случае потенциальное влияние

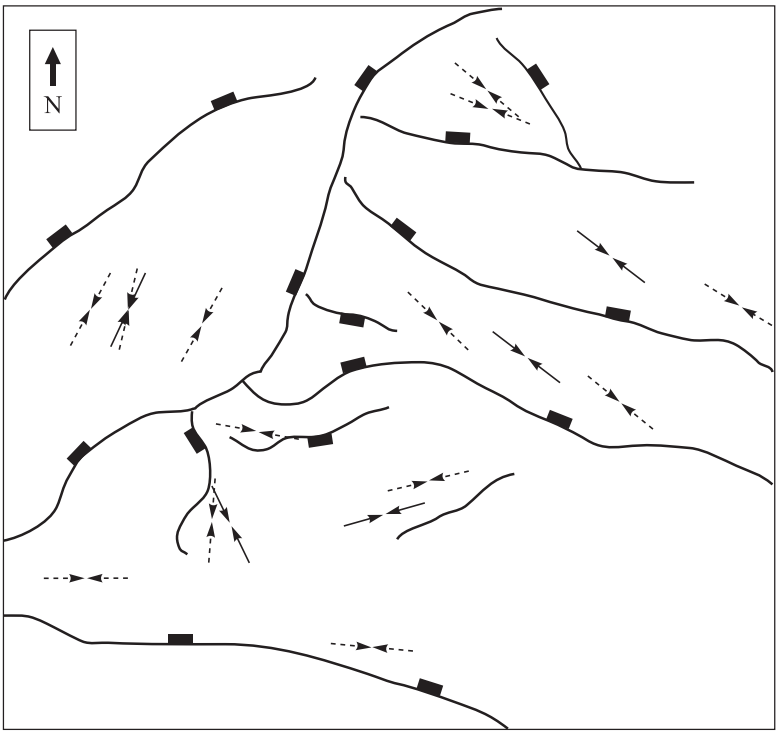


Рис. 8.14. Карта направлений S_{Hmax} в вертикальных скважинах месторождения Scott в Северном море, составленная по данным вывалов стенок скважин (сплошные линии со стрелками) и направлениям быстрых поперечных волн при дипольном акустическом каротаже (пунктирные линии со стрелками) (Yale, 2003)

плоскостей напластования (или ориентированных трещин) на анизотропию скорости необходимо принимать в расчет, в связи с тем, что элементы их залегания могут находиться в широком диапазоне величин, и результат по направлению быстрой волны трудно отличить от направления индуцированного напряжением. Как отмечено выше, поперечные волны, генерируемые и получаемые аппаратурой дипольного акустического каротажа, регистрируются в плоскостях нормальных к оси скважины. Поэтому, минимальные и максимальные наблюдаемые скорости поперечных волн (используемые в расчетах величины анизотропии), регистрируемые на плоскости перпендикулярной к оси скважины, не обязательно являются абсолютной минимальной и максимальной скоростью на данном интервале разреза. Дадим определение действительного направления быстрой волны как направления на данном участке разреза при наибольшей абсолютной величине скорости поперечных волн (серия параллельных плоскостей, описанных по углу и азимуту падения) и кажущегося направления быстрой волны как направления наиболее быстрой волны в плоскости перпендикулярной скважине. Sinha, Norris (1994) и Boness, Zoback (2006) моделировали распространение упругих волн в скважине при различных углах отклонения от оси симметрии пласта.

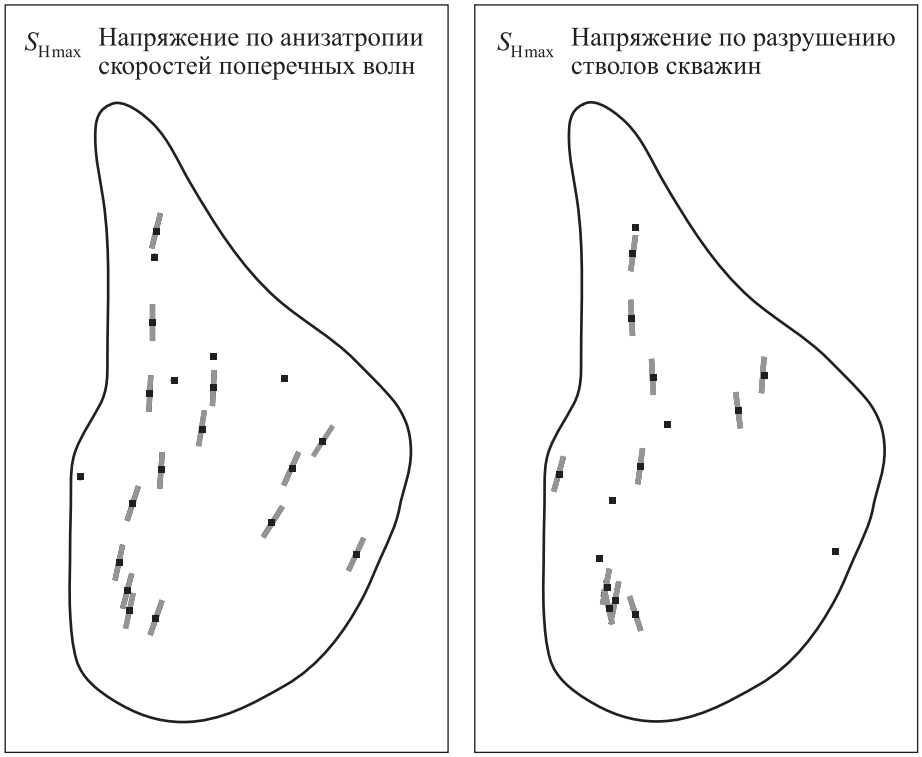


Рис. 8.15. Карта напряжений на нефтяном месторождении в Юго-Восточной Азии, определенная по результатам анализа: (а) поляризации быстрых поперечных волн при дипольном акустическом каротаже в вертикальных скважинах и (б) вывалов, отмеченных по данным электрического имиджера

Они показали, что величина анизотропии изменяется при увеличении наклона скважины относительно оси симметрии пласта, максимальная анизотропия была отмечена при угле 90°.

Величина наблюдаемой анизотропии зависит не только от геометрии скважины относительно пласта, но и от кажущегося направления быстрой волны, регистрируемой аппаратурой. В случае произвольного наклона скважины, вероятно, что скважина будет иметь некоторый угол наклона к оси симметрии пласта (рис. 8.16, а) и, в основном, ни скважина, ни пласт, не ориентированы по осям декартовой системы координат (рис. 8.16, б).

Существует подход, позволяющий проводить контроль анизотропии скорости поперечных волн в скважине с большим отклонением от вертикали, на основе данных дипольного акустического каротажа в скважинах SAFOD (San Andreas Observatory at Depth) в интервале глубин по стволу 600–3 000 м (Boness, Zoback, 2006). Две скважины были пробурены на площади SAFOD, вертикальный пилотный ствол до глубины 2,2 км в гранодиоритах и наклонная скважина, под углом

$\sim 55^\circ$ от вертикали, ниже глубины 1,5 км, вскрывшая чередующиеся осадочные породы на глубине более 1 920 м (по стволу). Были получены независимые данные по ориентации плоскостей напластования и трещинам, на основе данных электрических имиджеров, а также по вывалам и индуцированным бурением трещинам растяжения в пилотном вертикальном стволе (Hickman, Zoback, 2004). Boness, Zoback, (2004) показали, что в вертикальном пилотном стволе направление анизотропии скорости поперечных волн было параллельно направлению максимального горизонтального сжатия, полученного по разрушениям ствола, вероятно связанным с избирательным закрытием трещин в ответ на анизотропное состояние напряжений.

Рис. 8.17 (Boness, Zoback, 2006) иллюстрирует трехмерную модель для расчета кажущегося направления быстрой волны, которое может быть записано аппаратурой дипольного акустического каротажа для произвольно ориентированной скважины и наклонных плоскостей напластования. В случае анизотропии, индуцированной напряжением, действительное направление быстрой волны параллельно максимальному напряжению сжатия, ориентированному поперек закрытых трещин. Таким образом, кажущееся направление быстрой волны не описывается плоскостью, а скорее линией, которая лежит в плоскости, нормальной к скважине, в направлении, нормальном к направлению открывающему трещины. Кажущееся направление быстрой волны является вертикальной проекцией максимального напряжения сжатия на плоскость, перпендикулярную стволу скважины, и будет иметь одинаковый азимут с S_{Hmax} (рис. 8.17, б) с наклоном, зависящим от ориентировки скважины. В случае структурной анизотропии, действительное направление быстрой волны ориентировано вдоль плоскостей (трещин, напластования, ориентированных минеральных зерен) и ориентировка будет зависеть от направления прохождения. Однако кажущееся направление быстрой волны будет в плоскости, перпендикулярной стволу скважины. Поэтому кажущееся направление быстрой волны, наблюдаемое аппаратурой акустического каротажа, будет линией, лежащей в плоскости действительной быстрой волны и в плоскости, нормальной к скважине, то есть линией на пересечении двух плоскостей (рис. 8.17, в). Целью этого пласта является возможность определения действительного направления быстрой волны по наблюдениям кажущегося направления или если известна геометрия пласта можно прогнозировать кажущееся направление быстрой волны, которое может быть определено аппаратурой дипольного акустического каротажа для известной ортогональной анизотропии.

Для скважины с азимутом α от севера и углом наклона I от вертикали, вектор B_n, который определяет оси скважины от произвольного источника, определяется уравнением:

$$B_n = \left[\sin\alpha\sqrt{1+\left(\sin\left(\frac{\pi}{2}-I\right)\right)^2}\cos\alpha\sqrt{1+\left(\sin\left(\frac{\pi}{2}-I\right)\right)^2}-\sin\left(\frac{\pi}{2}-I\right)\right], \tag{8.9}$$

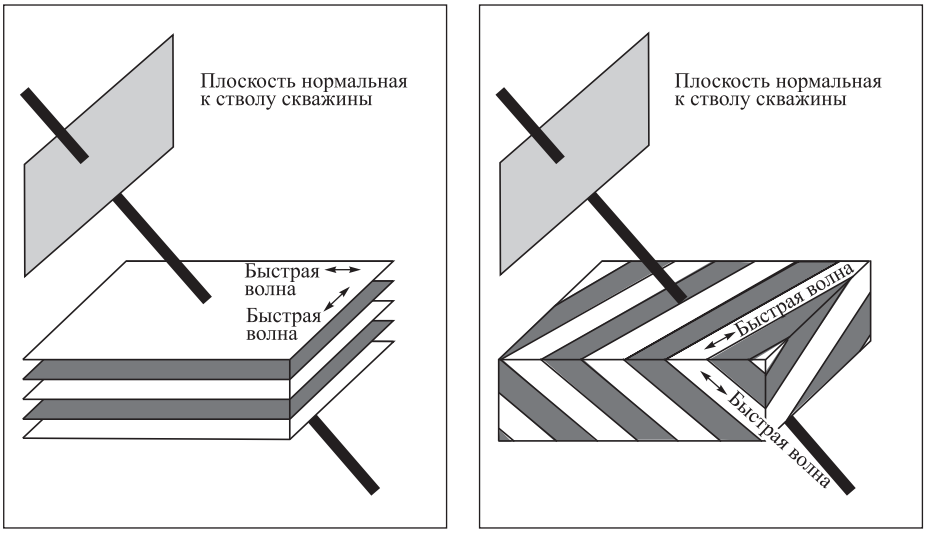


Рис. 8.16. (а) Геометрия скважины при непрямом угле к трансверсально изотропного пласта и (б) общий случай, когда скважина наклонна к пласту с осями симметрии, которые не соответствуют одной из осей декартовой системы координат (Boness, Zoback, 2006)

где все углы заданы в радианах. При заданном угле f_d и азимуте падения f_α плоскости действительной быстрой волны мы вычисляем три дискретные точки F_1, F_2 и F_3 на плоскости быстрой волны, которая имеет угол с произвольной, используемой для определения скважины. Нормаль к плоскости быстрой волны, F_n, теперь может быть вычислена, используя $A = F_1 - F_2$ и $B = F_2 - F_3$, таким образом $F_n = A \times B$. Вектор определяющий кажущееся направление быстрой волны, f^a, находится вычислением вектора, который принадлежит плоскости действительной быстрой волны и перпендикуляру к стволу скважины, $f^a = B_n \times F_n$.

Для произвольного случая скважины с азимутом 45° (северо-восток) и углом 45° от вертикали, рис. 8.18 иллюстрирует кажущееся направление и падение быстрой волны, которое будет измерено в скважине, для действительного направления падения быстрой волны на север, восток, юг и запад (то есть, 0°, 90°, 180° и 270°) при широком интервале углов падения действительной быстрой волны от горизонтали к вертикали (то есть, от 0° до 90°). Обычно азимут направления быстрой волны отмечается в отчетах (как направление между -90°, запад, и 90°, восток), но угол падения направления быстрой волны не фиксируется, так как он рассматривается только для вертикальной ортогональной изотропной системы. Однако направление падения кажущейся быстрой волны может быть легко вычислено при заданной ориентации скважины, как наблюдаемый азимут, лежащий в плоскости, нормальной к скважине. Для полноты мы представим азимут (как

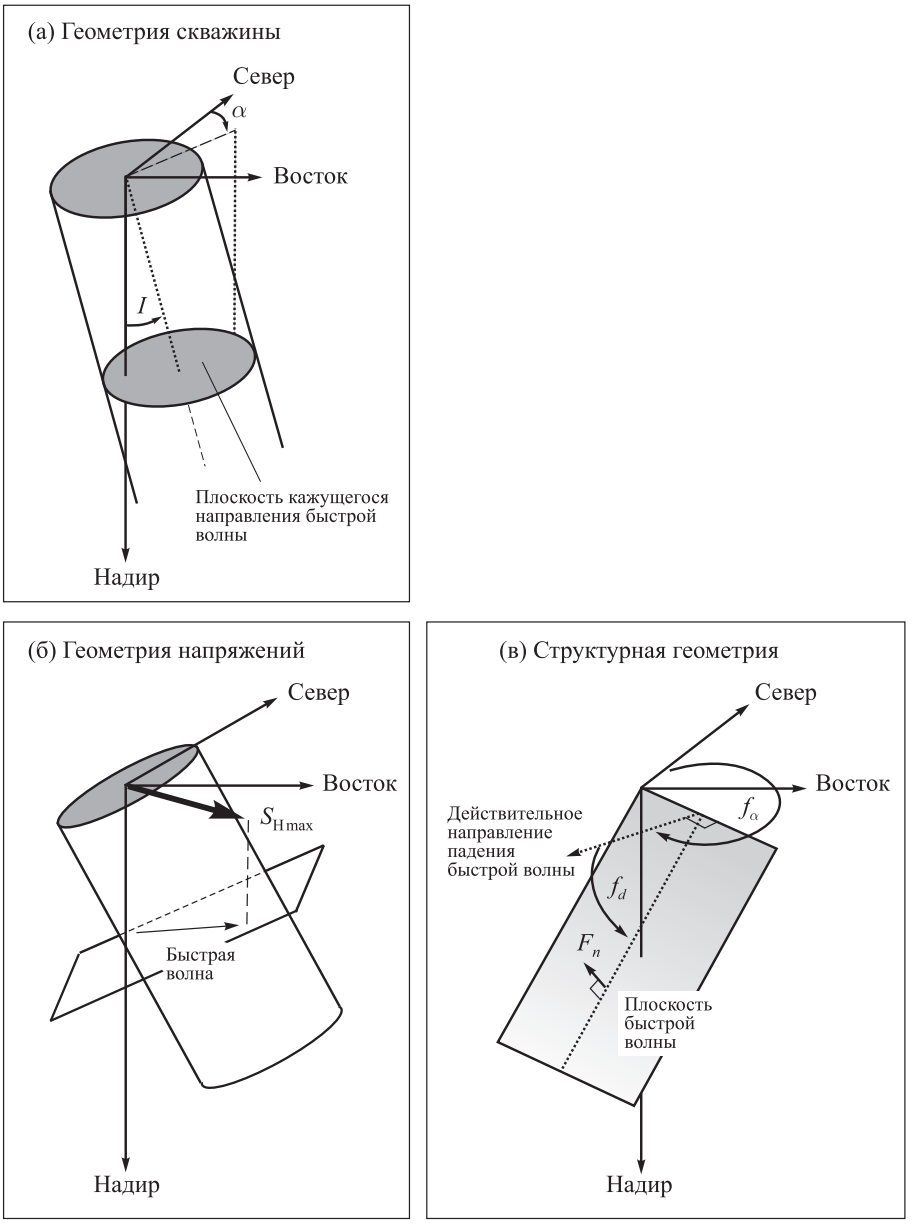


Рис. 8.17. (а) Иллюстрация геометрии скважины с плоскостью, на которой с помощью акустического каротажа измеряется кажущееся направление быстрой волны. (б) В случае анизотропии, индуцированной напряжением, кажущееся направление быстрой волны, в плоскости перпендикулярной к скважине, имеет азимут эквивалентный S_{Hmax}, хотя падение зависит от траектории скважины. (в) Геометрия, используемая для вычисления кажущегося направления быстрой волны, которая может наблюдаться дипольным акустическим каротажем для структурной анизотропии, когда направление быстрой волны лежит в произвольно ориентированной плоскости. Углы f_α, f_d, F_n определены в тексте (Boness, Zoback, 2006)

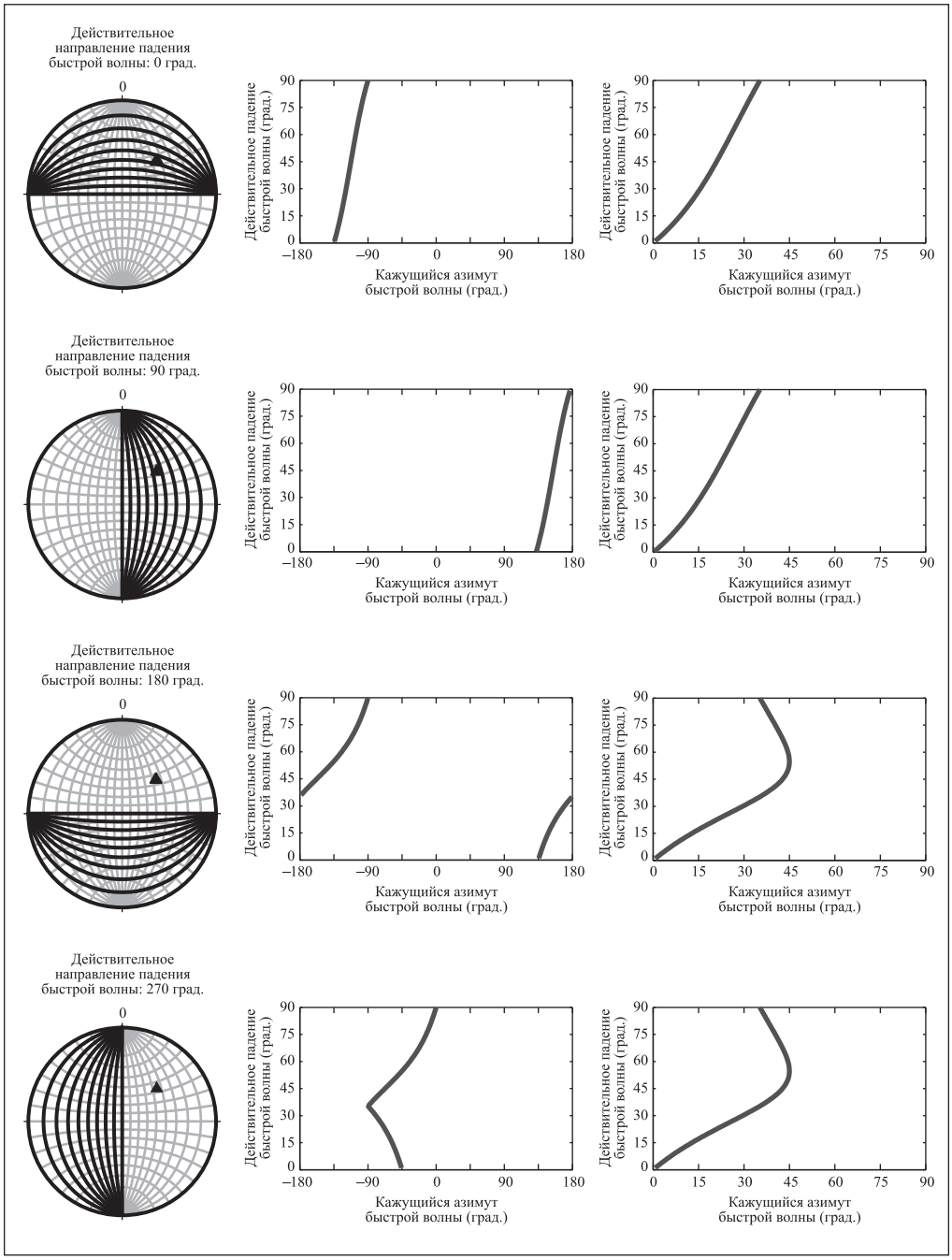


Рис. 8.18. Результаты моделирования для произвольного случая, по скважине с азимутом 45° и углом наклона 45° (треугольник на стереограмме), для четырех действительных направлений падения быстрой волны (или плоскостей напластования) 0°, 90°, 180° и 270° при полном интервале углов падения 0–90° (показано крупными кругами) (Boness, Zoback 2006)

угол между $-180°$ и $180°$ в направлении падения) и угол падения кажущегося направления быстрой волны. Падение направления быстрой волны дает полезную информацию о действительной ориентировке направления быстрой волны в пласте.

Рис. 8.18 иллюстрирует, что кажущееся направление быстрой волны сильно зависит от относительной геометрии скважины и действительного направления быстрой волны (показанного, в данном случае, как плоскость напластования). В этом примере, по скважине северо-восточного направления, отмечается, что если пласты падают на север, кажущееся направление быстрой волны будет на юго-запад. Однако если пласты падают на восток, кажущееся направление быстрой волны будет на юго-восток. Для этой траектории скважины падение действительного направления быстрой волны (или плоскостей напластования) имеет самое большое влияние на кажущееся направление быстрой волны, когда падение пластов на юг и запад, то есть вдали от направления вскрытия пластов. Действительное направление быстрой волны наиболее близко аппроксимируется кажущимся направлением быстрой волны, когда ось симметрии пласта близка к перпендикуляру к скважине. Это соответствует результатам Sinha, Norris (1994), показавших, что величина анизотропии будет максимальной, когда ось симметрии пласта перпендикулярна к скважине.

После проведения контроля качества данных, полученных дипольным акустическим каротажем в скважинах SAFOD, Boness, Zoback (2006) рассчитали среднее направление быстрой поперечной волны в 3м интервале, используя статистику Бингхема (Fisher, Lewis, 1987). Нормализованные собственные значения позволяют измерить относительную концентрацию ориентаций от среднего, часть средних значений с нормализованным собственным значением менее $0{,}9$ была исключена из расчета. В гранитах, на глубинах менее $1\,920$ м, в пилотном и основном стволе, разломы и трещины обследованы на основе имиджеровых технологий, показавших отсутствие преобладающих ориентаций. Однако отмечается хорошая корреляция между направлением быстрой волны в гранитной секции и направлением S_{Hmax} по анализу разрушений в пилотном стволе (Hickman, Zoback, 2004) (рис. 8.19). Факт, что быстрые поперечные волны, найденные Boness, Zoback (2006), поляризованы параллельно напряжению в латеральной зоне, охваченной двумя скважинами, указывает, что в данном случае отсутствует структурная анизотропия, но отмечается прямая зависимость от изменений состояния напряжений. Активные зоны разломов часто ассоциируются с локализованным вращением S_{Hmax} и локализованным отсутствием вывалов (глава 11).

Boness (2006) анализировал электрический имидж в интервале глубин $2\,000$–$3\,000$ м, в дискретных интервалах по 10 м, для расчета средней ориентации пластов на основе статистики векторного распределения Фишера (Fisher, Lewis, 1987). Мы можем использовать теоретические формулировки, представленные выше, для расчета кажущегося направления быстрой волны в дискретных ин-

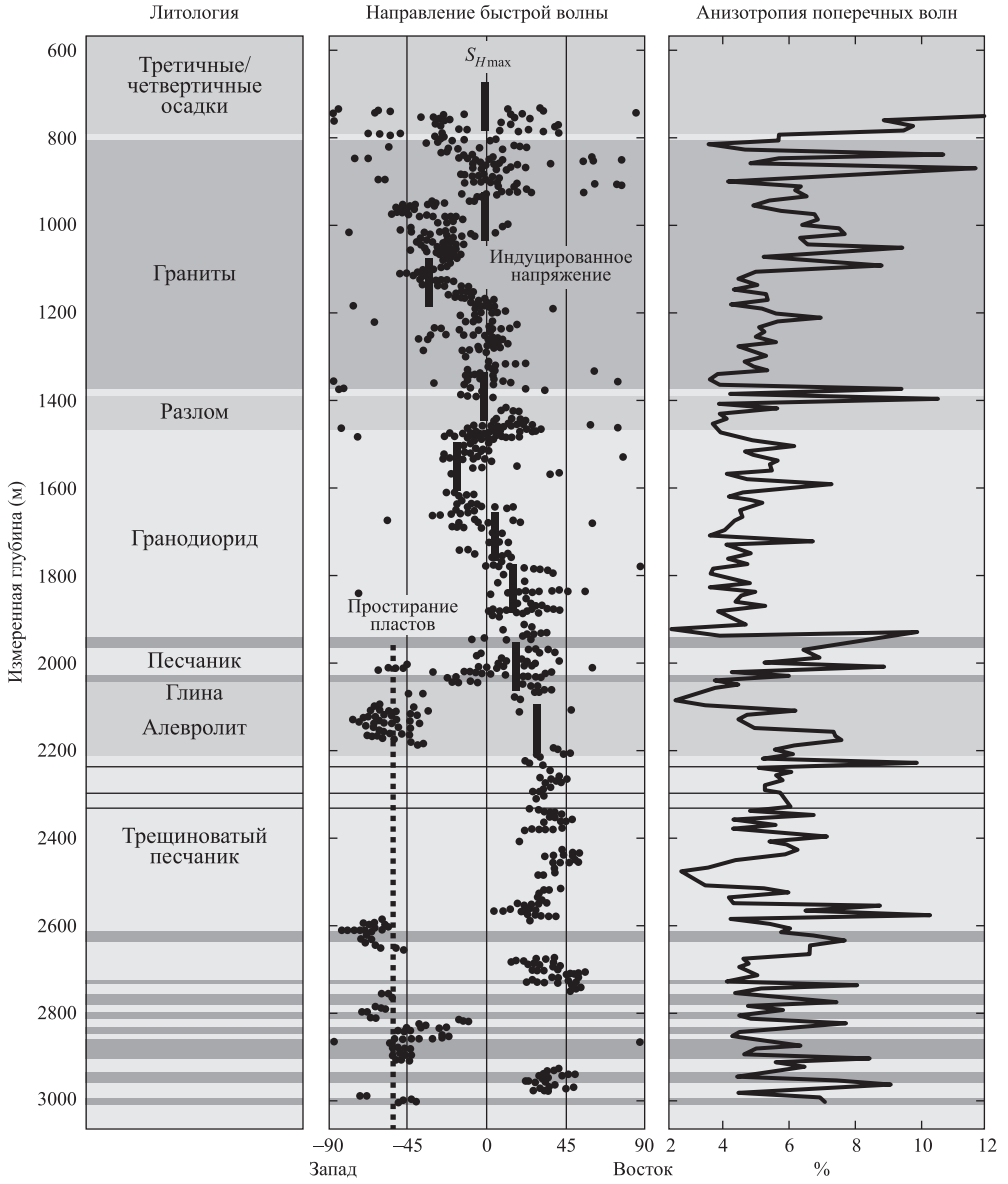


Рис. 8.19. Наблюдения анизотропии скорости поперечных волн по данным дипольного акустического каротажа в пилотном и основном стволе. Направление осадочных плоскостей напластования является средним простиранием, определенным по электрическому имиджу проводимости, и черные полосы на среднем рисунке указывают ориентировку S_{Hmax} в пилотном стволе (Boness, Zoback, 2006)

тервалах по 10 м, которые будут наблюдаться в скважине SAFOD, если поперечные волны были поляризованы с направлением быстрой волны параллельно плоскостям напластования. В интервале глубин 2 000–3 000 м скважина имеет

средний азимут $35°$ и отклонение от вертикали $54°$. В массивных песчаниках (2 170–2 550 м), рис. 8.19 иллюстрирует, что акустический каротаж показывает северо-восточное направление поляризации быстрой волны, соответствующее наблюдениям в гранитах на меньших глубинах, но это не коррелируется с теоретическими направлениями быстрой волны, если плоскости напластования были поляризаторами поперечных волн (рис. 8.19). Однако в тонкослоистых глинах и алевролитах, ниже глубины 2 550 м, северо-западное направление быстрой акустической поперечной волны, в основном, хорошо коррелируется с теоретическими направлениями быстрой волны для структурной анизотропии. Мы интерпретируем сейсмическую анизотропию в этих слоях с тонким переслаиванием, как контролируемую ориентировкой зерен глин и слюды в направлении простирания плоскостей напластования. Электрический имидж показывает, что плоскости напластования внутри большинства песчаных пород разделены большими интервалами, порядка 0,5–2,0 м. Расстояние между этими плоскостями напластования сравнимо с 1,5 м длиной акустической волны при низких, интересующих нас, частотах, что объясняет наблюдение только структурной анизотропии в глинах, несмотря на субпараллельные плоскости напластования, присутствующие во всех осадочных интервалах разреза.

В заключение нужно добавить, что в наклонно-направленных скважинах (или вертикальных скважинах, вскрывающих плоскости напластования или ориентированные трещины под большими углами к скважине) теория, разработанная Boness, Zoback (2006), позволяет разделить индуцированную напряжением анизотропию от структурной (в предположении, что ориентировка структур известна), представляя другую технологию определения ориентировки напряжений.

Глава 9

Поля напряжений — от тектонических плит до пород-коллекторов по всему миру

Данная глава посвящена полям напряжений разного масштаба — от глобальных тектонических стрессов (с кратким обсуждением источников крупномасштабных тектонических напряжений) до нормальной, сдвиговой и надвиговой обстановок разломообразования в различных осадочных бассейнах по всему миру. Цель главы — (I) подтвердить надежность методов измерения напряжений, описанных в главах 6–8, (II) подчеркнуть тот факт, что осадочные бассейны действительно находятся в нормальном, сдвиговом и надвиговом режимах напряжений (как описано в главе 1) и (III) показать, что величины напряжений дизъюнктивных нарушений во многих осадочных бассейнах сопоставимы со значениями, прогнозируемыми на основе теории геомеханики разломов (как описано в конце главы 4).

Также в представленной главе рассмотрены эмпирические методы определения магнитуды напряжений на глубине. В частности, приведен краткий обзор некоторых методов, используемых для оценки минимального горизонтального стресса при нормальном режиме напряжений (например, в Мексиканском заливе), в случае, когда прямые измерения — от теста на утечку до минигидроразрыва — не доступны. В главе представлено обсуждение модели двусторонней связи, которая широко использовалась для оценки напряжения на глубине на основе коэффициента Пуассона, определенного по геофизическим данным, однако данная модель не основана на звуковых физических принципах и приводит к ошибочным величинам горизонтальных напряжений. Поскольку информация о величине напряжений должна быть представлена в виде непрерывной функции от глубины, чтобы решать проблемы, связанные, например, с устойчивостью ствола скважины во время бурения (как рассмотрено в главе 10), в конце данной главы рассмотрен метод интерполяции и экстраполяции значений напряжений на выбранных глубинах, основанный на постоянном соотношении эффективных напряжений.

Примеры глобальных стрессов

Информация о величине и распределении напряжений в земной коре может быть скомбинирована с механическими, термальными и реологическими ограни-

чениями для понимания широкого ряда геологических явлений. Например, такая информация способствует лучшему пониманию процессов, приводящих (препятствующих) в движение литосферные плиты, а также сил, ответственных за проявление землетрясений в земной коре — как вдоль границ плит, так и во внутриплитных регионах. Перечисленные темы находятся за пределами области исследования данной книги, поэтому они кратко описаны в контексте предложения дискуссии по напряжениям в масштабах региона, месторождения и скважины, что рассматривается в главах 10–12.

На рисунке 9.1 отображена карта ориентаций максимального горизонтального сжимающего напряжения, основанная на базе данных Карты мировых напряжений (World Stress Map) 2005 года. Также как на рисунке 1.5, показаны только данные классов A и B и применены аналогичные символы. Поскольку поверхность неоднородна (по причинам, отмеченным выше, в Северной Америке), относительное однообразие ориентации и величин стрессов в различных частях мира является поразительным фактом и позволяет картировать регионально связанные поля напряжений. В дополнении к недостаточному количеству данных во внутриконтинентальных регионах, отмечено почти полное их отсутствие в океанических бассейнах.

На рисунке 9.2 представлена обобщенная версия карты глобальных напряжений, имеющая много общего с картой, составленной Zoback и др. (1989), а также показывающая направления стрессов и режимы напряжений, основанных на средних значениях данных на рисунке 9.1. Тектонические режимы напряжений указаны на рис. 9.2 цветом и типом стрелок. Черные, направленные внутрь стрелки показывают ориентировку S_{Hmax} на площадях со сжимающим (надвиговым) режимом напряжений. Красные, направленные наружу стрелки дают ориентировку S_{hmin} (направление растяжения) на площадях со сбросовым режимом напряжений. Регионально доминирующая сдвиговая тектоника определена толстыми, направленными внутрь, и ортогональными тонкими, направленными наружу, стрелками.

Несколько моделей первого порядка отображены на рис. 9.1 и 9.2:

1. Во многих регионах однородное поле напряжений существует во всей верхней кристаллической земной коре, на что указывает ориентация напряжений, замеры которых были произведены разными методами, основанными на изучении образцов пород различных размеров и интервалов отбора.

2. Во внутриплитных регионах преобладает сжатие (надвиговый или сдвиговый режимы напряжений), при котором максимальное главное напряжение является горизонтальным. Такое напряженное состояние наблюдается в континентальных регионах по всему миру, и, вероятно, существует в регионах, где данные отсутствуют. Преобладание сжатия внутри плит наблюдается в некоторых океанических бассейнах (северо-восточная часть Индийского океана и западная часть Восточно-Тихоокеанского поднятия, например), на что указывают редкие океанические внутриплитные землетрясения.

3. Активная тектоника растяжения (нормальный режим напряжений), при которой максимальное главное напряжение является вертикальным, в основном встречается в топографически приподнятых континентальных областях.

4. Региональная согласованность как ориентаций напряжений, так и их относительных величин позволяет выделить широкомасштабные региональные напряженные провинции, многие из которых совпадают с физиографическими провинциями, особенно в тектонически активных регионах. Латеральные размеры этих провинций могут достигать порядка 10^3–10^4 км, что во много раз превышает типичную мощность литосферы — 100–300 км. Эти широкие области земной коры, характеризующиеся однородной ориентацией напряжений или однородной моделью ориентации напряжений (например, радиальная модель ориентации напряжений в Китае), называются напряженными провинциями первого порядка (Zoback, 1992).

Источники напряжений в земной коре

Как упоминалось выше, напряжения в земной коре имеют тектоническое и нетектоническое или локальное происхождение. Региональная однородность полей напряжений, представленная на рис. 1.5, 9.1 и 9.2, наглядно демонстрирует тектоническую природу напряжений на глубине для большинства внутриплитных регионов по всему миру. В течение многих лет, многие исследователи предполагали, что остаточные напряжения прошлых тектонических событий могут играть важную роль в определении поля тектонических напряжений (Engelder, 1993). Однако мы не нашли доказательств значительных остаточных напряжений на глубине. Если такие напряжения существуют, они, возможно, будут важны только в верхних метрах или десятках метров земной коры, где тектонические напряжения очень малы.

В следующих разделах кратко рассматриваются первичные источники тектонического напряжения. Хотя теоретически возможно получить значение отдельных источников напряжений в изучаемой области, поскольку наблюдаемое состояние тектонического напряжения в любой точке является результатом суперпозиции ряда сил, действующих в литосфере, обычно трудно оценить относительную важность каждого источника в отдельности.

Напряжения, движущие плиты

Наиболее фундаментальной причиной существования широкомасштабных регионов с однородными напряжениями в кристаллической коре, являются силы, способствующие (и препятствующие) движению плит (Forsyth, Uyeda 1975). Эти силы возникают из-за латерального плотностного контраста в литосфере. Литосферные плиты, имеющие мощность, в основном, около 100 км, состоят из земной коры (обычно мощностью около 40 км в континентальных областях),

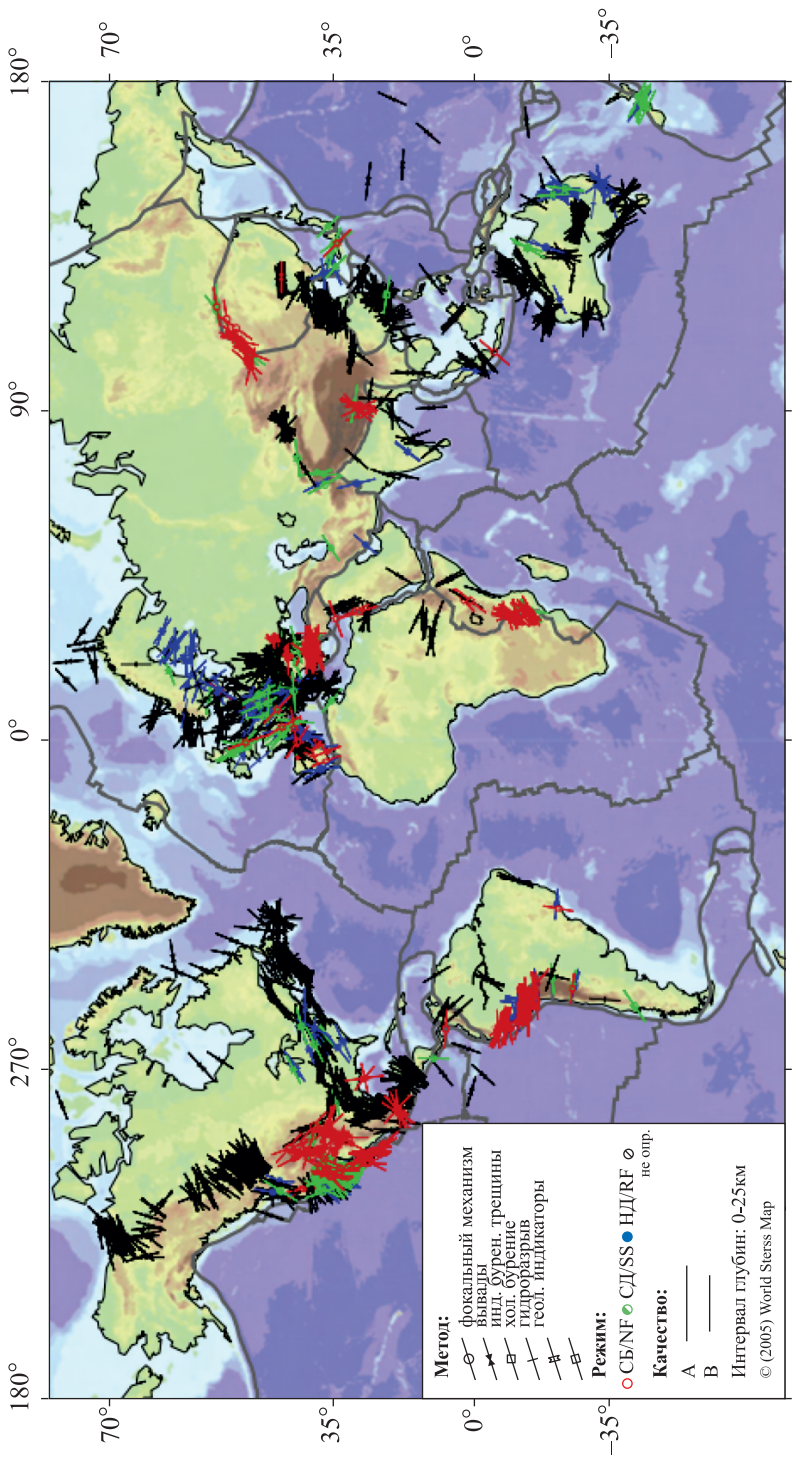


Рис. 9.1. Направления максимального горизонтального напряжения на базе данных Карты мировых напряжений (World Stress Map). Цвет символов аналогичен рис. 1.5. Показаны только данные классов A и B. (http://www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de/)

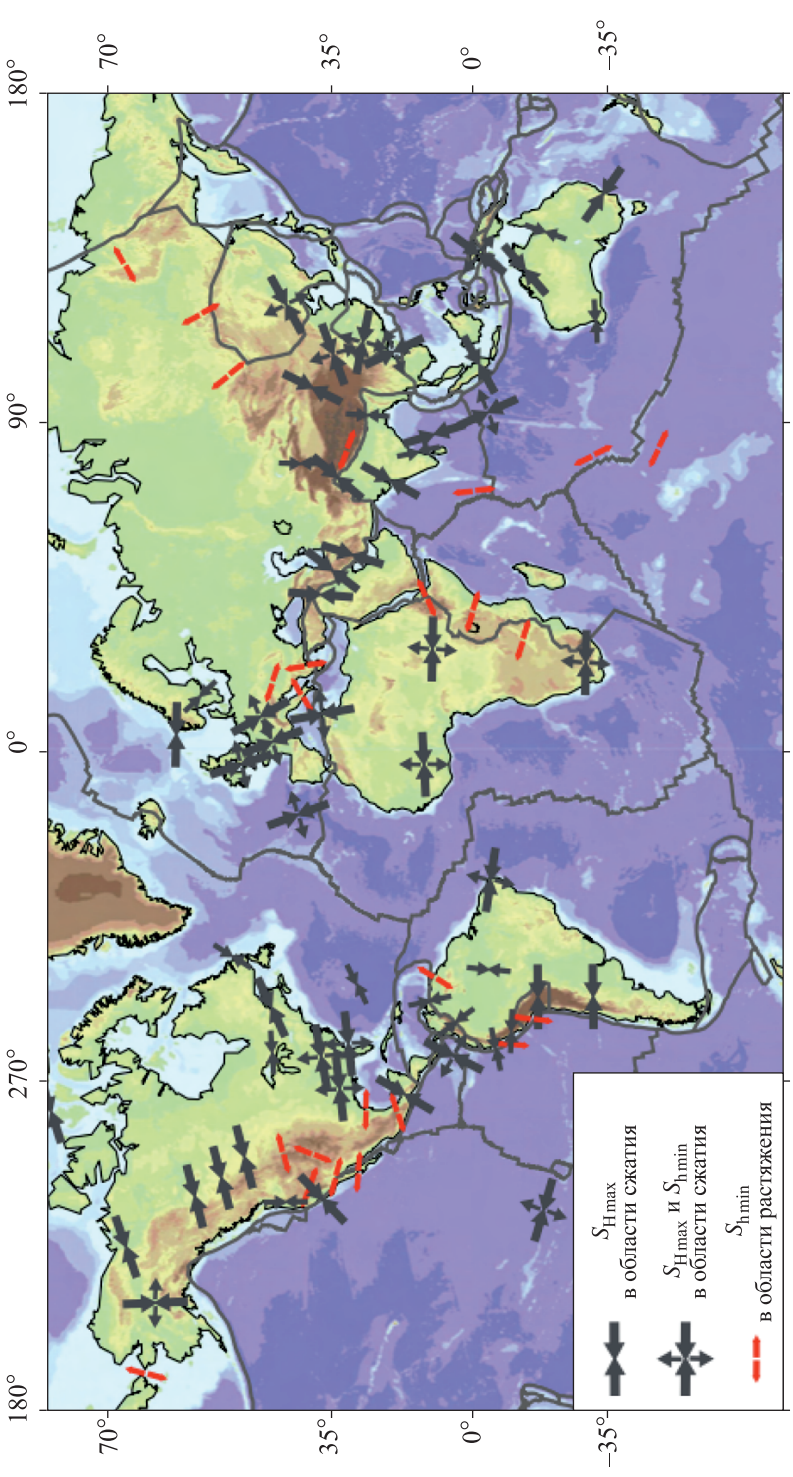


Рис. 9.2. Обобщенная карта мировых напряжений, основанная на данных рис. 9.1, подобная карте, составленной Zoback и др. (1989). Направленные внутрь стрелки указывают на повышенное сжатие как при режиме надвига. Парные направленные внутрь и наружу стрелки указывают на сдвиговый режим. Направленные наружу красные стрелки указывают на площади с растяжением. В основном, плиты находятся в состоянии сжатия, а площади растяжения ограничены термально приподнятыми областями

а также верхней мантии, и характеризуются проводимостью теплового потока. Они подстилаются менее вязкой астеносферой.

Наиболее важным процессом, способствующим движению плит и приводящим к внутриплитному напряжению, является выталкивающая сила, связанная с избыточным подъемом срединно-океанического хребта. Наклонение плит (сила, возникающая из-за отрицательной плавучести нисходящих плит), по всей видимости, не передается на плиты, поскольку эти силы сбалансированы на относительно небольших глубинах в зонах субдукции. Оба этих источника вносят вклад в движение плиты и имеют тенденцию действовать в направлении этого движения. Если в верхней астеносфере есть течение, на литосферу действует положительная тянущая сила, которая приводит к движению плит, в то время как холодные толстые литосферные корни (например, под кратонами) могут быть объектами, препятствующими тянущим силам и сдерживающими движение плит. В любом случае, тянущая сила будет приводить к напряжениям, передаваемым в литосферу через ее основание. Существуют также силы сопротивления столкновению, возникающие либо в результате сопротивления погружению плиты при субдукции под действием трения, либо при коллизии двух континентальных плит. По мере того, как океанические плиты субдуцируют в вязкую нижнюю мантию, усиливаются дополнительные силы сопротивления столкновению, действующие на малой глубине. Другой силой сопротивления движению плит является сила, возникающая при трансформации разломов, хотя, как рассмотрено ниже, величина сопротивления трансформации может быть незначительной.

Несмотря на то, что существует возможность точного определения различных напряжений, связанных с движением плит, их относительная и абсолютная важность в движении последних не понятна. Многие исследователи полагают, что либо выталкивающая сила, либо наклонение плит, являются наиболее важными при движении плит, однако ясно, что эти силы легко не разделить и движение плит не может быть приписано только к одной доминирующей силе. Этому вопросу посвящена подробная серия конечно-элементных моделей по напряжениям в Северо-Американской плите (Richardson, 1992).

Топография и силы плавучести

Ряд исследователей продемонстрировали, что топография и ее компенсация на глубине могут создавать значительные напряжения, способные оказывать влияние на состояние и тип тектонических напряжений (Artyushkov, 1973). Аномалии плотности внутри литосферы или немного ниже создают основные источники напряжений. Интеграл аномальной плотности по глубине (момент плотности, Fleitout, Froidevaux, 1983) характеризует способность аномалий плотности влиять на поле напряжений и индуцировать деформацию. В общем, утолщение кристаллической коры и утончение литосферы (отрицательные аномалии плотности) приводят к напряжениям растяжения, тогда как утончение кристаллической ко-

ры и утолщение литосферы (положительные аномалии плотности) продуцируют напряжения сжатия. В более сложных случаях, результирующее напряженное состояние в регионе зависит от момента плотности, интегрированного по всей литосфере. В орогенных областях, например, где кристаллическая кора и верхняя мантия утолщены, литосферный корень способствует преодолению сил растяжения, связанных с утолщением кристаллической коры, и поддерживает сжатие (Fleitout, Froidevaux, 1983). Zoback и Mooney (2003) показали, что относительные величины региональных внутриплитных напряжений, в основном, предсказываются из сил плавучести, получаемых из латеральных вариаций плотности и структуры литосферы.

Литосферные флексуры

Внешние или внутренние нагрузки на упругую литосферу являются причиной деформаций и индуцируют флексурные напряжения (напряжения изгиба), которые могут быть достаточно большими (несколько сотен МПа) и могут изменить региональное поле напряжений с длиной волны до 1 000 км (в зависимости от латеральной протяженности нагрузки) (McNutt, Menard, 1982). Некоторые потенциальные источники флексурных напряжений, влияющих на региональное поле напряжений, включают в себя нагрузку осадками вдоль континентальных окраин и воздымание океанической литосферы в сторону океанических впадин «наружной дуги» (Chapple, Forsythe, 1979). Нагрузка осадками мощностью 10 км представляет значительное напряжение на континентальную литосферу (Cloetingh, Wortel, 1086; Turcotte, Schubert, 2002). Zoback (1992) предположил, что вращение горизонтального напряжения на угол около 40° против часовой стрелки, на континентальном шельфе восточной Канады, произошло в результате возникновения растягивающего напряжения, полученного при нагрузке (осадками), индуцирующей флексуру.

Другой пример влияния литосферных флексур на напряжение в земной коре связан с постледниковым воздыманием прибрежных площадей на высоких широтах. Grollimund, Zoback (2003) моделировали напряженное состояние в этой части Северного моря для оценки влияния дегляциации на региональные напряжения. Рис. 9.3 иллюстрирует результат трехмерного моделирования поля напряжений в данной области. На рис. 9.3 а показано, что напряжения, индуцированные литосферной флексурой, очень хорошо объясняют как среднюю В-З ориентацию напряжений, наблюдаемую в северной части Северного моря, так и едва различимые колебания ориентации максимального горизонтального напряжения от ЗСЗ-ВЮВ на западной стороне грабена Викинг до ВСВ-ЗЮЗ на восточной стороне грабена. Мы также рассмотрели данные по величинам минимального горизонтального главного напряжения, полученные при исследованиях около 400 морских скважин в Норвегии. Отмечено, что моделированное отношение величин минимального горизонтального напряжения сжатия к вер-

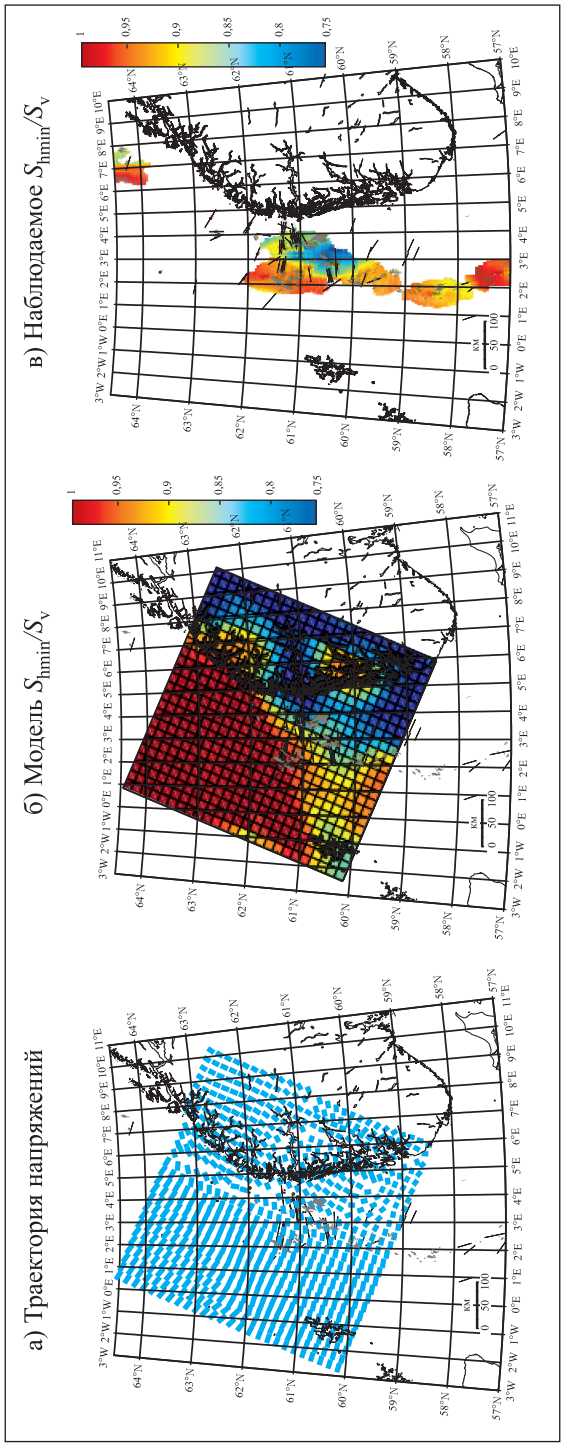


Рис. 9.3. Сравнение между наблюдаемыми направлениями максимального горизонтального напряжения в северной части Северного моря и рассчитанными направлениями напряжений, учитывающими эффекты изгиба литосферы, благодаря удалению ледяного щита Фенноскандии (Grollimund, Zoback, 2003). (а) Модель точно воспроизводит ориентацию напряжений в северной части Северного моря. (б) Расчетные величины напряжений показаны в виде отношений минимального горизонтального напряжения к вертикальному напряжению. (в) Величины минимального горизонтального напряжения, определенные по тестам на утечку в скважинах, в достаточной степени совпадают с теми, что были предсказаны по модели (*AAPG © 2003 reprinted by permission of the AAPG whose permission is required for futher use*)

тикальному напряжению (рис. 9.3, б) хорошо согласуется с величинами S_{hmin}, измеренными в северной части Северного моря (рис. 9.3, в). Поэтому региональные вариации величин минимального главного напряжения также подтверждают гипотезу о сильном влиянии дегляциации на поле напряжений в прибрежной части Норвегии.

В следующих разделах рассматривается напряженное состояние горных пород в некоторых осадочных бассейнах мира, чтобы оценить характер поведения величин напряжений по глубине в регионах с нормальным, сдвиговым и надвиговым режимом напряжений. Как рассмотрено в главе 1, модель образования разломов Андерсона определяет относительные величины главных напряжений. В главе 4 показано, что прогноз величин напряжений на глубине возможен за счет использования упрощенной двумерной теории разрушения Мора-Кулона и концепции эффективных напряжений. В обзорах (McGarr, Gay, 1978; Brace, Kohlstedt, 1980; Zoback, Healy, 1984; Brudy, Zoback, 1977; Townend, Zoback, 2000) представлены многочисленные измерения текущих напряжений на площадях с активным разломообразованием, подтвердившие соответствие с теорией разрушения Кулона, посредством принятия коэффициента трения в пределах, согласующихся с результатами лабораторных исследований — 0,6–1,0 (Byerlee, 1978). Как обсуждалось в конце главы 4, это означает, что напряженное состояние в областях, где выполнялись измерения, контролируется силой трения уже существующих разломов. Другими словами, напряженное состояние в этих областях находится в состоянии равновесия с силой трения существующих разломов — активация смещения последних контролируется текущим напряженным состоянием.

Нормальный режим напряжений в осадочных бассейнах

Нормальный режим напряжений наблюдается во многих частях мира, включая Мексиканский залив в США (на суше и на море) и в центральном грабене Северного моря.

Одним из первых мест с активной разломной тектоникой, где применение теории геомеханики разломов было наглядно продемонстрировано, стала площадь Yucca Mountain в Nevada Test Site. Данная область расположена в провинции Basin и Range западной части США, в регионе с высоким тепловым потоком и активной тектоникой растяжения. Как представлено на рис. 9.4, а, величины минимального главного напряжения S_{hmin}, полученные на различных глубинах по результатам мини-гидроразрыва, согласуются со значениями, прогнозируемыми на основе теории разрушения Кулона для коэффициента трения около $0{,}6$ (Zoback, Healy, 1984). Другими словами, на глубине проведения измерений (примерно 600–1 300 м) измеренное значение S_{hmin} точно соответствовало прогнозируемой величине по уравнению (4.45) для коэффициента трения $0{,}6$ и соответствующим величинам S_{v} и P_p (пунктирная линия на рис. 9.4, а). Кроме того,

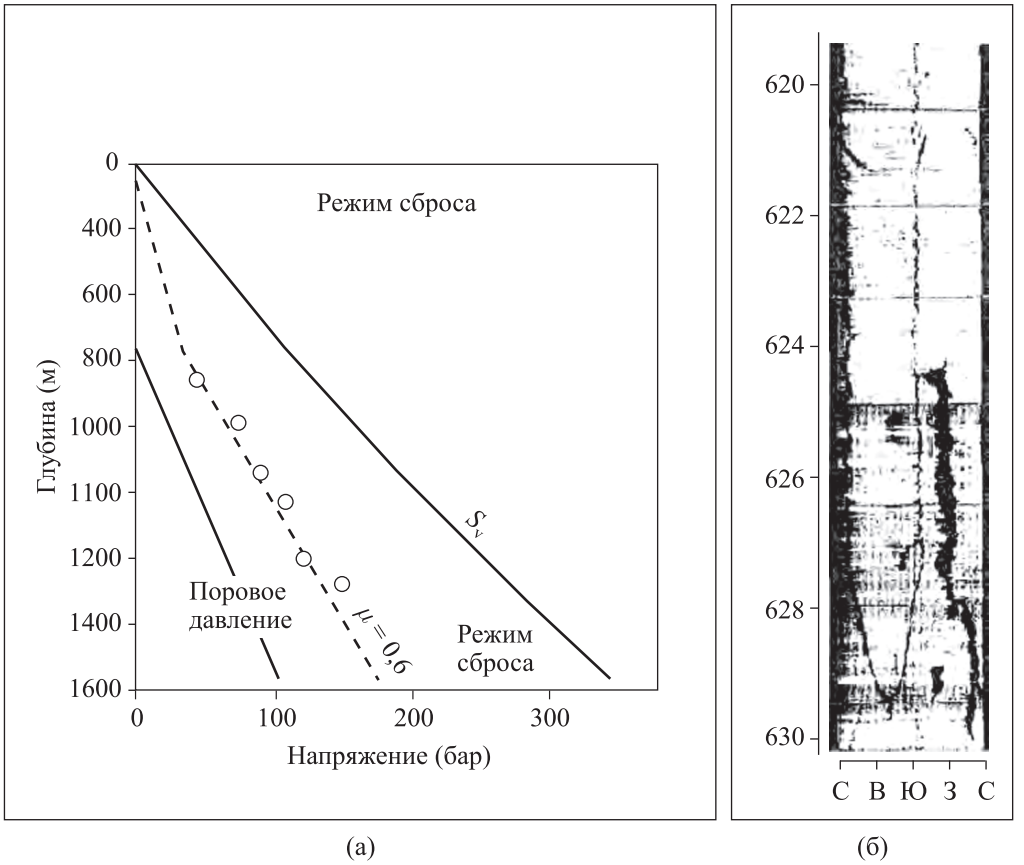


Рис. 9.4. (а) Измерения минимального главного напряжения на площади Yucca Mountain в Nevada Test Site (скважина USW-G1) указывают на нормальный режим напряжений с направлением минимального главного напряжения, соответствующим теории геомеханики разломов для коэффициента трения около 0,6 (Zoback, Healy, 1984). Отмечен очень низкий уровень грунтовых вод. (б) Наличие индуцированных бурением проводимых трещин, изображение которых получено методами скважинного телевидения, объясняет значительную потерю бурового раствора во время бурения (Stock, Healy, 1985)

направление минимального главного напряжения в регионе (ЗСЗ-ВЮВ) в значительной степени перпендикулярно простиранию сбросовых разломов (Stock, Healy, 1985), как и ожидалось для нормального режима напряжений (рис. 5.1, б).

При поровом давлении ниже гидростатического, процесс формирования разломов сбросового типа происходит при величине минимального главного напряжения, которая гораздо ниже, чем при более высоком поровом давлении. В связи с тем, что поровое давление значительно ниже гидростатического в этой части Nevada Test Site, бурение скважин (и их заполнение буровым флюидом) стало причиной возникновения проводимых трещин и потери бурового раствора. Наблюдение проводимых трещин, индуцированных бурением, возможно методом

скважинного акустического телевидения (Stock, Healy, 1985), как показано на рис. 9.4, б. В связи с тем, что в данной скважине был произведен отбор керна, известно, что указанные трещины отсутствовали в породе до бурения. Вероятно, весь буровой раствор (и шлам) был поглощен трещинами (показанными на рис. 9.4, б) по мере бурения. Объяснение этого феномена достаточно ясно. Подъем уровня жидкости в скважине во время бурения способствует превышению давления на глубине около 600 м над минимальным главным напряжением, что индуцирует гидроразрыв. Распространение трещины гидроразрыва отмечается при уровне флюида в скважине на $\sim$ 200 м ниже уровня земли. Stock, Healy (1985) показали, что описанный феномен может наблюдаться в трех различных скважинах, пробуренных на этой площади. Интересно, что эти скважины могли быть успешно пробурены с 100 % потерей бурового раствора.

В восточном Техасе на площади, характеризующейся активным нормальным режимом напряжений, измерения минимального главного напряжения в различных литологических разностях формации Travis Peak, также соответствуют теории геомеханики разломов. Ось абсцисс на рис. 9.5 отображает измеренные величины минимального главного напряжения для различных литологических разностей на изучаемой площади, тогда как по оси ординат отложены прогнозные значения, вычисленные по уравнению (4.45) для соответствующей глубины и порового давления (а также коэффициента трения $\sim$ 0,6). Следует отметить, что, несмотря на разный литологический состав отложений (песчаник, глина, алевролит или известняк), теория геомеханики разломов при коэффициенте трения 0,6 точно прогнозирует измеренные значения напряжений.

Нормальный режим напряжений также наблюдается в центральном грабене Северного моря. Рисунок 9.6 иллюстрирует величины минимального главного напряжения в куполе антиклинальной структуры Valhall (модифицировано Zoback, Zinke, 2002). На этом рисунке показано изменение минимального главного напряжения при различных поровых давлениях по мере разработки месторождения (также показана приблизительная дата измерений). Отмечено, что измеренные значения минимального главного напряжения в непрочных меловых отложениях коллектора хорошо прогнозируются теорией геомеханики разломов при коэффициенте трения 0,6 (сплошная линия, проходящая через данные), полученном из уравнения (4.45). Важность нормального режима напряжений для проницаемости отложений рассматривается в главе 11. Эволюция напряженного состояния со снижением значений S_{hmin} на месторождении Valhall (и образование разломов, индуцированных этим снижением, на крыльях структуры) будет рассмотрена в главе 12. Важно отметить, что коэффициент трения $\sim$ 0,6 применим для всех ранее рассмотренных типов пород, что повышает эффективность его использования при изучении разломов. При применении меньшего коэффициента трения, величина минимального главного напряжения не может быть такой же низкой, как измеренные величины.

Хорошо известно, что на шельфе Мексиканского залива преобладает сбро-

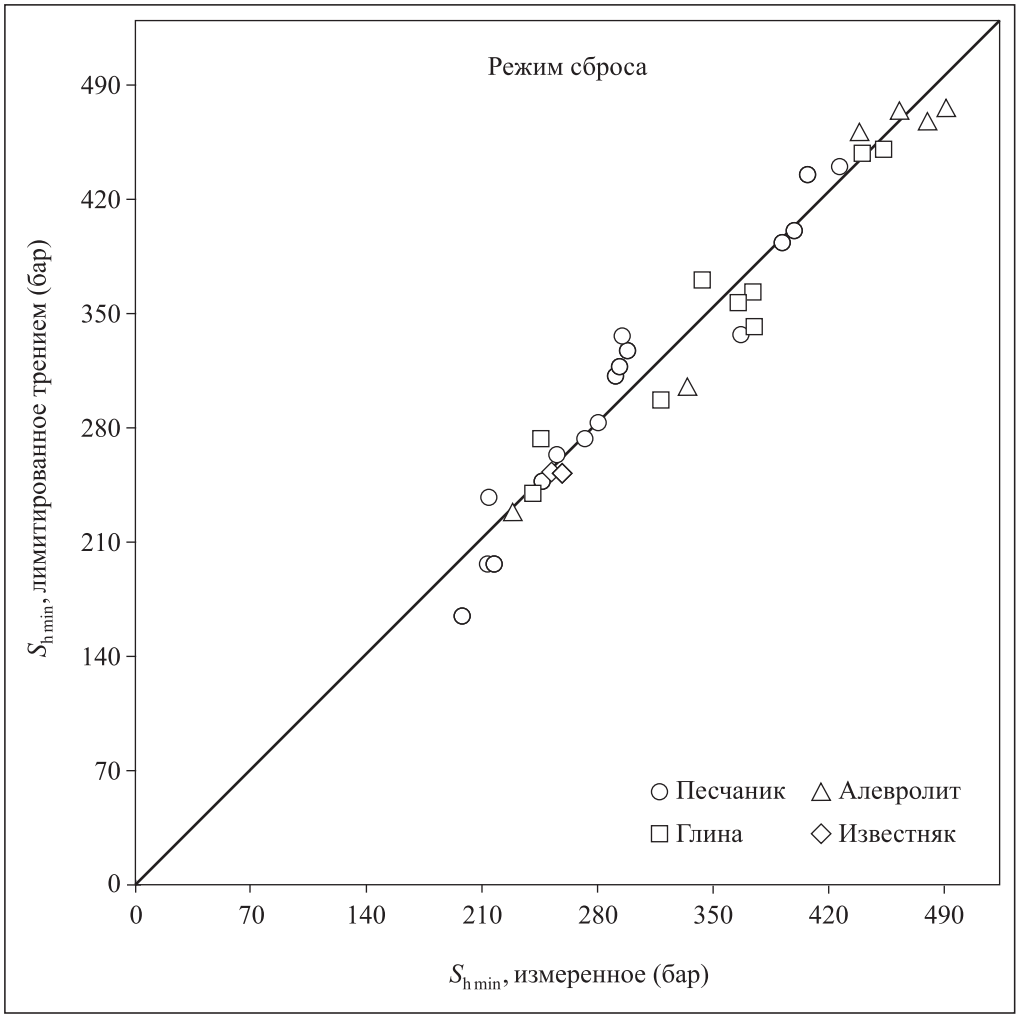


Рис. 9.5. Сравнение расчетных величин минимального главного напряжения (ось ординат), определенных на основе теории разрушения Кулона (нормальный режим напряжений) при коэффициенте трения 0,6, с измеренными значениями (ось абсцисс) для всех литологических разностей формации Travis Peak в восточном Техасе (см. текст)

совый режим напряжений. В связи с острой необходимостью прогноза величины минимального главного напряжения до бурения, ряд исследователей предложили эмпирические методы прогноза величин напряжений по данным геофизических исследований скважин (ГИС), которые будут рассмотрены далее в данной главе. Рисунок 9.7 позволяет нам проверить, насколько хорошо работает теория Кулона на South Eugene Island, блок 330. На этом месторождении нефть и газ добывают из очень молодых (плио-плейстоценовых) залежей, коллектор в которых представлен песком, разделенным толстыми прослоями глин (Alexander, Fleming 1995). Finkbeiner (1998) определил величину минимального главного напряжения

при проведении гидроразрыва с установкой гравийных фильтров — гидроразрыва, проводимого в песчаных залежах с целью минимизации выноса песка. Большинство публикуемых данных по минимальному главному напряжению в Мексиканском заливе были получены на основе тестов на утечку, выполненных на разных глубинах. Во многих опубликованных исследованиях, результаты leak-off-test интерпретированы с учетом измерений поровых давлений, проведенных в песках на разных глубинах. Следовательно, многие опубликованные эмпирические исследования сопоставляют напряжение и поровое давление, измеренные в различных скважинах и при различной литологии. Преимущество использования данных, полученных при гидроразрыве с установкой гравийных фильтров, заключается в том, что минимальное главное напряжение и поровое давление получают по одной скважине, одной литологической формации и на одной глубине.

Рисунок 9.7, а аналогичен рисунку 9.5, так как они сравнивают прогнозируемую (по уравнению (4.45)) и измеренную (по результатам гидроразрыва) величины минимального главного напряжения в продуктивных формациях на различных глубинах. Все данные показаны по формациям, не подверженным истощению или изменению напряженного состояния, возникающего в результате пороупругих эффектов (как рассмотрено в главе 12). Рисунок иллюстрирует теорию геомеханики разломов (диагональная линия),показывает допустимое соответствие с некоторыми данными и хорошую нижнюю границу для всех данных. Рисунок 9.7, б демонстрирует измеренные данные минимального главного эффективного напряжения как функцию вертикального эффективного напряжения для пяти глубоководных месторождений Мексиканского залива. Также как и для месторождения South Eugene Island, данные получены по результатам гидроразрыва в неистощенных песчаных пластах. Величина минимального главного эффективного напряжения на основе теории геомеханики разломов (уравнение (4.45)) с коэффициентом трения 0,6 изображена графически Также как в SEI, теория геомеханики разломов обеспечивает нижнюю границу для измеренных значений, но в то же время существуют значительные вариации величин эффективных минимальных главных напряжений от вертикальных эффективных стрессов. При использовании уравнения (4.45) для оценки максимального веса бурового раствора, теория геомеханики разломов будет давать консервативную оценку минимального главного напряжения. Другими словами, можно бурить с весом бурового раствора, соответствующим этому давлению, без боязни гидроразрыва или потери циркуляции. Однако во многих случаях, этот вес бурового раствора является низким для достижения желаемой стабильности ствола скважины. Этот вопрос более детально рассматривается в главах 8 и 10.

Измеренные значения минимального главного напряжения в молодых, относительно несцементированных песках шельфа Мексиканского залива часто выше, чем прогнозируемые теорией Кулона при коэффициенте трения 0,6, как отметили Zoback, Healy (1984). Существует несколько возможных объяснений этого

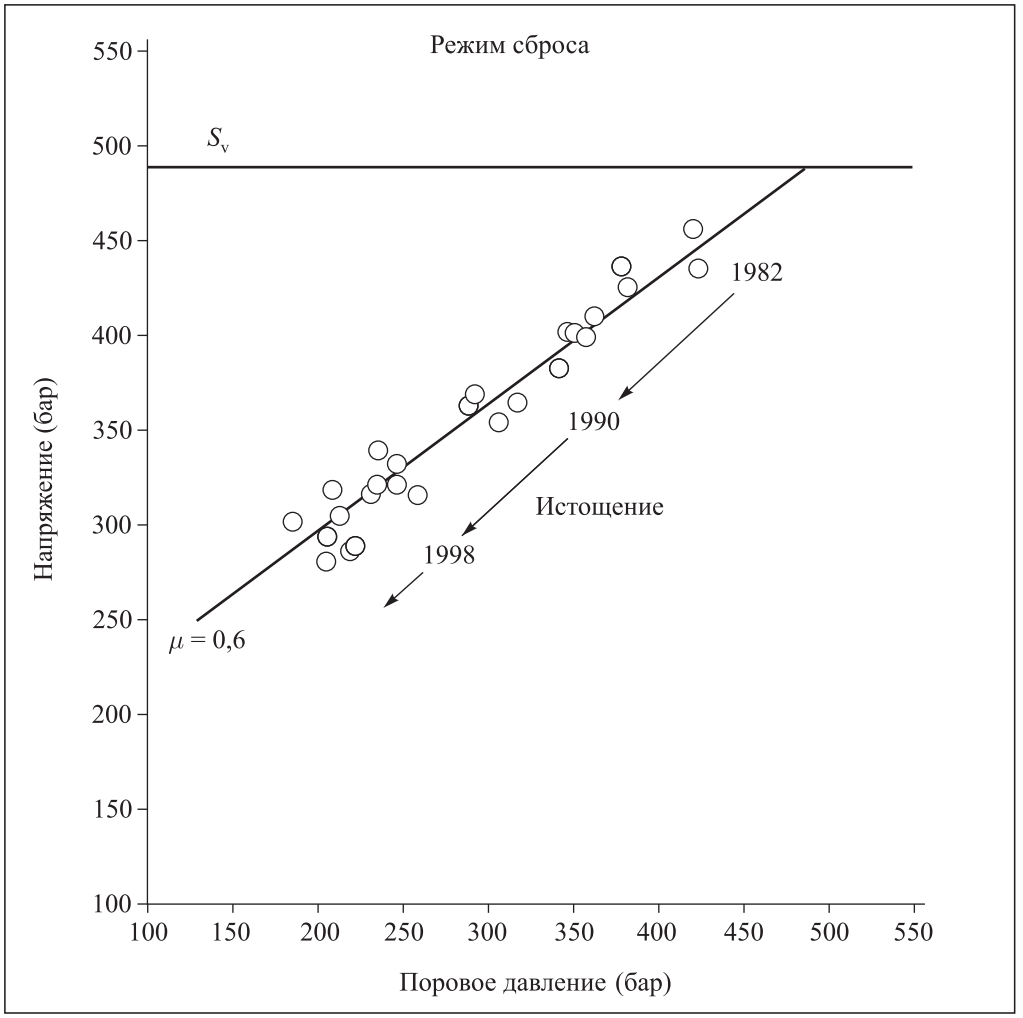


Рис. 9.6. Эволюция минимального главного напряжения в зависимости от истощения залежи в куполе антиклинальной структуры месторождения Valhall в Северном море (Zoback, Zinke, 2002). Теория формирования разломов сбросового типа объясняет измеренные величины минимального главного напряжения (для коэффициента трения 0,6) в непрочных меловых породах до, в течение и после истощения

явления. Одна причина заключается в том, что коэффициент трения 0,6 слишком высок для разломов в регионе, так как в литологическом составе преобладают глины (рис. 2.6, а). Как указано в главе 6, Ewy, Stankowich (2003) представили лабораторные данные, указывающие, что эффективный коэффициент трения глинистых пород равен 0,2–0,3. Измерения, изображенные на рисунке 9.7, были проведены в относительно чистых песках, однако, если напряженное состояние на глубине зависимо от силы трения соседних глин (в связи с тем, что они со-

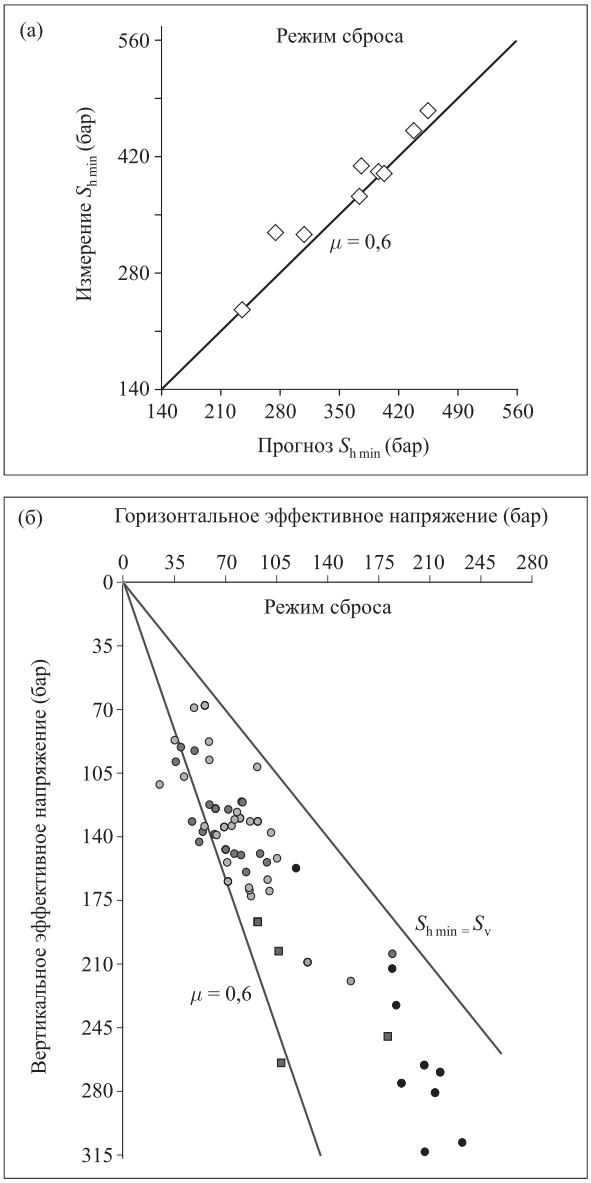


Рис. 9.7. (а) Измеренные величины минимального главного напряжения на месторождении South Eugene Island в регионе Мексиканского залива в сравнении с прогнозируемыми величинами, основанными на теории разрушения Кулона с коэффициентом трения 0,6 (прямая линия). Прогнозируемые величины напряжений согласуются с некоторыми измеренными значениями, но, в основном, формируют нижнюю границу. (б) Измеренные величины минимального главного эффективного напряжения как функция от вертикального эффективного напряжения для нескольких глубоководных месторождений Мексиканского залива до истощения. Прогнозируемые величины напряжений на основе теории Кулона с коэффициентом трения 0,6 вновь представляют нижнюю границу измеренных значений

ставляют значительную часть литологического разреза), может применяться более низкий коэффициент трения.

Возможно, более вероятным объяснением относительно высоких значений минимального главного напряжения, наблюдаемых на рисунке 9.7, является факт того, что большинство песков в значительной степени не сцементированы. Поэтому, если эти пески обладают ползучестью, рассмотренной в главе 4 для несцементированных песков (рис. 3.11, а, таблица 3.2), логично уменьшение разности между вертикальным стрессом и минимальным главным напряжением со временем. Одна из причин, почему это объяснение сопоставимо с данными, показанными на рисунке 9.7, состоит в том, что величины напряжений соответствуют теории Кулона в незначительно сцементированных песках (где не отмечается ползучесть), но более высокие значения (даже приближающиеся к вертикальному напряжению) наблюдаются в результате релаксации напряжений в несцементированных песках.

Методы аппроксимации S_{hmin} на площадях с нормальным режимом напряжений

В главе 7 было рассмотрено, как мини-гидроразрыв и тесты на утечку могут использоваться для точного определения величины минимального главного напряжения S_{hmin}. Знание величины минимального главного напряжения является не только критическим шагом в определении полного тензора напряжений (как более детально рассмотрено в главах 7 и 8), но также дает важную информацию для бурения стабильных скважин. Во время бурения вес бурового раствора должен поддерживаться ниже S_{hmin} для предотвращения случайного гидроразрыва и потери циркуляции, но выше порового давления (для предотвращения выбросов) и минимального веса раствора, требуемого для предотвращения интенсивного разрушения ствола скважины (то есть давления *разрушения*), как рассмотрено в главе 10. В связи с этим, был предложен ряд эмпирических методов оценки минимального главного напряжения при отсутствии прямых измерений. Эта задача особенно важна на площадях с нормальным режимом напряжений (таких как Мексиканский залив), где на глубине присутствует повышенное давление. Как представлено на рисунке 1.4, г, в регионах с нормальным режимом напряжений и повышенным давлением может наблюдаться очень маленькая разность между P_p и S_{hmin}, которая определяет *окно плотности бурового раствора* или безопасный интервал давлений во время бурения.

В следующих разделах кратко рассматриваются методы, объединенные в таблице 9.1, для оценки минимального главного напряжения (или минимального главного эффективного напряжения) в Мексиканском заливе.

В классической работе по гидроразрыву, Hubbert, Willis (1957) предложили эмпирическое выражение для определения величины минимального главного

напряжения как функции от глубины в регионе Мексиканского залива,

$$S_{\text{hmin}} = 0{,}3(S_{\text{v}} - P_p) + P_p, \tag{9.1}$$

где константа $0{,}3$ была эмпирически определена по анализу данных гидроразрыва. Научная обоснованность этой константы исходит из теории геомеханики разломов (Zoback, Healy, 1984), поскольку выражение (4.45) дает такую же зависимость при коэффициенте трения $0{,}6$. Однако позже, когда поступили дополнительные данные по шельфу Мексиканского залива, Hubbert и Willis приняли эмпирический коэффициент $0{,}5$, указывающий на то, что наблюдаемые величины минимального главного напряжения в Мексиканском заливе, в основном, превышают значения, прогнозируемые на основе уравнения (4.45) с коэффициентом трения $0{,}6$.

Matthews и Kelly (1967) предложили простое выражение для определения *давления разрыва* или величины порового давления, при котором происходит потеря циркуляции. Поскольку оно требует распространения трещины гидроразрыва вглубь от ствола скважины, эта величина в значительной степени эквивалентна минимальному главному напряжению. Они предложили,

$$S_{\text{hmin}} = K_i(S_{\text{v}} - P_p) + P_p, \tag{9.2}$$

где K_i является функцией от глубины z. Используя это выражение, была предложена функция K_i для побережий заливов Луизианы и Техаса, которая нелинейно варьирует от $0{,}4$ и $0{,}48$ на глубине 600 м до величины, превышающей $0{,}7$ на глубинах более $3\,000$ м (Mouchet, Mitchell, 1989).

Eaton (1969) предложил физически обоснованный метод для определения минимального главного напряжения, основанный на коэффициенте Пуассона ν:

$$S_{\text{hmin}} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(S_{\text{v}} - P_p) + P_p. \tag{9.3}$$

Это уравнение получено из задачи линейной упругости, известной как *модель двусторонней связи*, которая будет рассмотрена ниже более детально. Несмотря на широкое использование этого выражения, даже автор признал, что необходимо использовать эмпирически определенные эффективные коэффициенты Пуассона, которые должны быть получены при калибровке минимальных главных напряжений, получаемых из тестов на утечку. Чтобы соответствовать имеющимся данным из тестов на утечку в Мексиканском заливе, эффективный коэффициент Пуассона должен увеличиваться от $0{,}25$ на глубине около 300 м до очень больших значений, достигающих $0{,}5$ на глубине $6\,000$ м. Другими словами, необходимо заменить коэффициент Пуассона в уравнении (9.3) на зависимую от глубины эмпирическую константу, аналогично уравнению (9.2). Стоит отметить, что в западном Техасе, где поровое давление по существу является гидростатическим, Eaton показал, что постоянный коэффициент Пуассона $0{,}25$ работает хорошо. Это эквивалентно выражению $\nu/(1-\nu)$, равному $0{,}33$, то есть величине,

Таблица 9.1. Эмпирические методы оценки минимального напряжения в Мексиканском заливе

Метод	Предлагаемое уравнение	Отношение эффективных напряжений	Примечание
Hubbert и Willis (1957)	$S_{\text{hmin}} = 0{,}3(S_{\text{v}} - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{h\,\text{min}}}{\sigma_v} = 0{,}3$	После первого предложения этого уравнения (которое часто недооценивало измеренные величины) они модифицировали эмпирическую константу до $0{,}5$
Mathews и Kelly (1967)	$S_{\text{hmin}} = K_i(z)(S_{\text{v}} - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{h\,\text{min}}}{\sigma_v} = K_i(z)$	Требует оценки порового давления а глубине, также как эмпирически определенную функцию $K_i(z)$
Eaton (1969)	$S_{\text{hmin}} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(S_{\text{v}} - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{h\,\text{min}}}{\sigma_v} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)$	Хотя это уравнение аналогично билатеральному давлению, рассмотренному в тексте, Eaton заменил коэффициент Пуассона на эмпирическую величину, являющуюся функцией глубины. Используемые величины увеличиваются от $\sim 0{,}25$ на небольших глубинах (~ 300 м) до необоснованно высоких значений $\sim 0{,}45$ на глубине 3 000 м и больше
Breckels и van Eekelen (1981)	$S_{\text{hmin}} = 0{,}053z^{1{,}145} + 0{,}46(P_p - P_h)$, для $z < 3\,505$ м $S_{\text{hmin}} = 0{,}264z - 316{,}9 + 0{,}46(P_p - P_h)$, для $z > 3\,505$ м		P_h — гидростатическое поровое давление на интересующей глубине z
Zoback и Healy (1984)	$\frac{S_{\text{hmin}} - P_p}{S_{\text{v}} - P_p} = [(1+\mu^2)^{1/2} + \mu]^{-2}$	$\frac{\sigma_{\text{hmin}}}{\sigma_v} = [(1+\mu^2)^{1/2} + \mu]^{-2}$	Основано на фрикционном равновесии. Для коэффициента трения $0{,}6$ и отношения эффективных напряжений $0{,}32$
Holbrook (1990)	$S_{\text{hmin}} = (1-\phi)(S_{\text{v}} - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{\text{hmin}}}{\sigma_v} = 1 - \phi$	Замена эмпирической константы на функцию от пористости. Отмечается, что для допустимой пористости 35 % константа будет равна $0{,}65$

которая аналогична полученной из уравнения (4.45) при коэффициенте трения 0,6.

Уравнение (9.3) основано на решении задачи упругости, известной как *модель двусторонней связи*, которая была определена ранее как общий метод оценки величины минимального главного напряжения по данным ГИС. В основе метода лежит предположение, что источником горизонтальных напряжений является только вертикальный стресс. Если мгновенно приложить вертикальное напряжение к пороупругому полупространству, порода будет испытывать равное увеличение горизонтального напряжения во всех направлениях, S_{h}, как определено уравнением (9.3), отмечая, конечно, что ν строго определен как коэффициент Пуассона, а не эмпирический коэффициент. Причиной увеличения горизонтального напряжения при приложении вертикального стресса является стремление единицы объема расшириться в латеральном направлении (эффект Пуассона), в результате чего смежный материал также стремится к расширению, что приводит к отсутствию латеральных деформаций. Следовательно, увеличение горизонтального напряжения связано с ростом вертикального стресса без поперечных деформаций.

Пример модели двусторонней связи, используемый для оценки величины напряжения в формациях Travis Peak в восточном Техасе, изображен на рисунке 9.8 (Witehead, Hunt, 1986). В этом случае прогнозируемая величина минимального главного напряжения может быть сопоставима с серией значений, определенных при мини-гидроразрыве. Отмечено, что три мини-гидроразрыва на глубинах около 2 800–2 850 м показывают относительно низкие значения минимального главного напряжения, тогда как другие три на глубинах около 2 910–2 930 м показывают более высокие величины. Оба набора измерений хорошо коррелируют с *прогнозируемыми по ГИС напряжениями* (правая сторона рис. 9.8, а), рассчитанными на основе модели двусторонней связи. При планировании гидроразрыва в песках, окруженных глинами, на глубине около 2 865 м (гамма каротаж на рисунке 9.8, а) полезно знать величину минимального главного напряжения в песках на данной глубине (равную около 415 бар) и в соседних глинах ($\geqslant$ 480 бар) для определения давления, при котором трещины гидроразрыва смогут распространяться вертикально через соседние глины.

Несомненно, хорошая корреляция между измеренными и прогнозируемыми величинами минимального главного напряжения представляется более заметной на рис. 9.8, б, так как наблюдается линейная зависимость между величинами, как в песках, так и в глинах. Хоть модель двусторонней связи дает хороший прогноз величины минимального главного напряжения в этом случае, оказывается, что эмпирически определенный *эффективный* коэффициент Пуассона был использован для сопоставления значений, полученных по ГИС, и измеренных. Кроме того, хоть измеренные и прогнозные величины линейно зависимы, они не равны при всех величинах напряжений. Рассчитанные по уравнению (9.3) величины, с эмпирически коррелируемой величиной коэффициента Пуассона, хорошо со-

поставляются с измеренными величинами при низких напряжениях (~ 380 бар), но при большем уровне напряжений разброс значений достигает 97 бар. Следовательно, линия, аппроксимирующая данные на рисунке 9.8, б, также учитывает зависящее от глубины тектоническое напряжение.

Использование эмпирически определенных коэффициентов Пуассона с учетом тектонического стресса для характеристики величин напряжений в заданном регионе может иметь некоторое локальное применение, поскольку такие методы, очевидно, характеризируются низкой или не предсказуемой достоверностью. В действительности, данные, показанные на рисунке 9.8, являются частью некоторого набора данных, представленного на рисунке 9.5 для формации Travis Peak, где теория геомеханики разломов (уравнение (4.45)) дает отличный прогноз величины минимального главного напряжения без эмпирически определенного эффективного коэффициента Пуассона и тектонического напряжения.

Что касается Мексиканского залива, для согласования данных по величинам напряжений в глубоководной части, представленных на рисунке 9.7, б, с $\nu/(1-\nu)$ моделью, ν должен быть в интервале от $0{,}2$ (для соответствия нижним величинам минимального главного напряжения) до $0{,}47$ (для соответствия самым высоким значениям). Как было в случае для Travis Peak, эти величины не согласуются со значениями, измеренными при акустическом каротаже, а представляют *эффективные* величины ν, получаемые только после проведения измерений.

Breckeles, Van Eekelen (1981) предложили ряд эмпирических зависимостей между величиной минимального главного напряжения и глубиной (в единицах бар и м) для различных регионов мира. Для района Мексиканского залива, они ввели допущение, что если поровое давление является гидростатическим,

$$S_{\mathrm{hmin}} = 0{,}053 z^{1{,}145}, \tag{9.4}$$

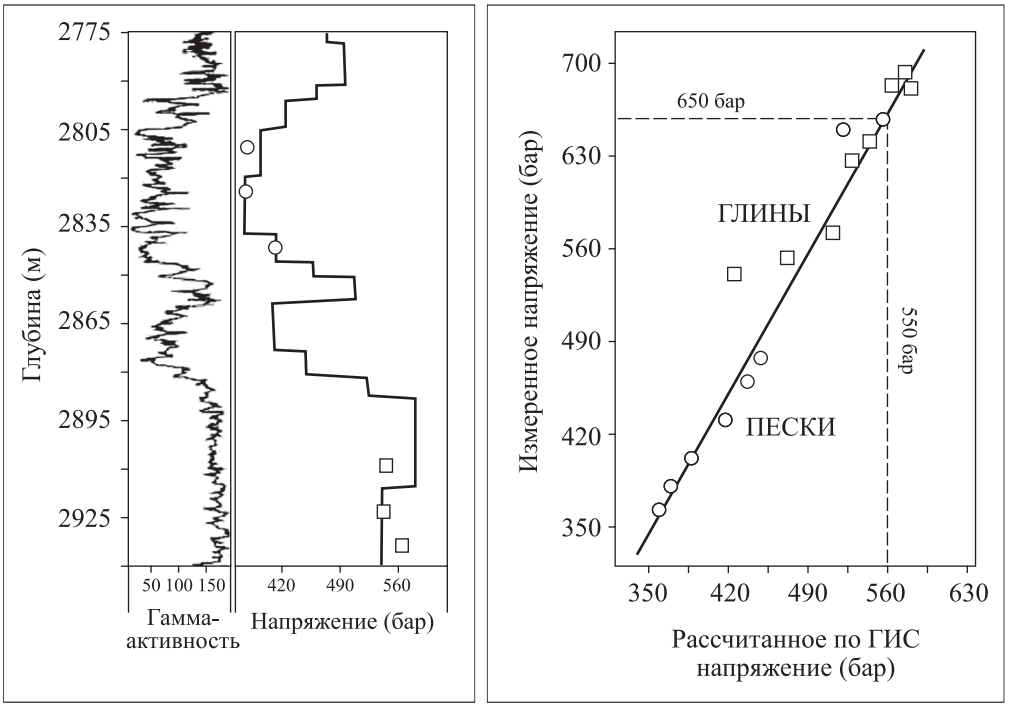
то значение напряжения на глубинах $z < 3\,505$ м получают из уравнения (9.4), а для $z \geqslant 3\,505$ м — из (9.5):

$$S_{\mathrm{hmin}} = 0{,}264 z - 316{,}9. \tag{9.5}$$

Безоговорочно, предполагается специфическое увеличение порового давления с глубиной, также как средней плотности вышележащих пород. Для учета повышенного давления они добавили член, равный $0{,}46 \cdot (P_p - P_h)$, к каждому уравнению, где P_h — гидростатическое поровое давление.

Zoback, Healy (1984) анализировали напряженное состояние в пластовых условиях и давления флюидов в Мексиканском заливе с целью показать, что также как для регионов, рассмотренных ранее (Nevada test site, формации Travis Peak в восточном Техасе, Ekofisk и купола Valhall), напряженное состояние в Мексиканском заливе контролируется силой трения повсеместно развитых в регионе активных разломов сбросового типа. Ниже уравнение (4.45) записано относительно уравнений (9.1) и (9.2):

$$S_{\mathrm{hmin}} = 0{,}32(S_{\mathrm{v}} - P_p) + P_p. \tag{9.6}$$



(а) (б)

Рис. 9.8. Сравнение полученных по ГИС минимальных главных напряжений, на основе уравнения (9.3), с измеренными величинами (Whitehead, Hunt, 1986). (а) Гамма-каротаж позволяет отличить пески от глин. (б) Сравнение прогнозируемых и измеренных величин минимального главного напряжения. Хоть оба рисунка иллюстрируют, что прогноз минимального главного напряжения, основанный на уравнении (9.3), достаточно хорошо согласуется с измеренными данными, необходимо было использовать эмпирически определенный коэффициент Пуассона и *тектонический стресс*, варьирующий по глубине, чтобы прогнозируемые величины соответствовали измеренным

Сбор и анализ данных по величинам минимального главного напряжения в Мексиканском заливе показали, что на глубинах до 1,5 км (где поровое давление гидростатическое) S_{hmin} составляет около 60 % от вертикального стресса (как прежде обсуждалось в контексте уравнения (4.45)). Другими словами, уравнение (9.6) (или (4.45)) в значительной степени идентично исходным данным, собранным Hubbert, Willis, и уравнению (9.1), в связи с тем, что исходные данные были собраны ими с относительно небольших глубин, где поровое давление является гидростатическим. Это справедливо и для данных по западному Техасу (Eaton, 1969). Однако на больших глубинах в Мексиканском заливе, где наблюдается повышенное давление, теория геомеханики разломов недооценивает измеренные величины минимального главного напряжения, как было отмечено ранее. Это может быть заметно при сравнении уравнения (9.6) со значениями K_i, используемыми в выражении (9.2), для согласования данных на больших

глубинах. Так как величина K_i достигает высоких значений 0,8–0,9 на больших глубинах, ясно, что теоретическая величина минимального главного напряжения, прогнозируемая уравнением (9.6), меньше чем указанные данные.

Как рассматривалось ранее, одно из возможных объяснений этого явления заключается в следующем: если коэффициент трения в глинах, богатых смектитом, меньше 0,6, то большие величины напряжений будут прогнозироваться на основе уравнения (9.6) и, следовательно, лучше соответствовать данным на глубине. Например, такой низкий коэффициент трения как 0,2 приводит к эмпирическому коэффициенту 0,67 в уравнении (9.6), близкому к величине K_i, которую следует использовать на глубине, как аргументировали Matthews, Kelly (1967).

В заключение, Holbrook, Maggiori (1993) предложили метод для оценки минимального главного напряжения с учетом пористости, основанный на концепции баланса сил:

$$S_{\mathrm{hmin}} = (1 - \phi)(S_{\mathrm{v}} - P_p) + P_p \tag{9.7}$$

Так как пористость в глинах с повышенным давлением обычно около 35 %, это уравнение позволяет получить значения аналогичные уравнению Matthews, Kelly (1967) с использованием $K_i \sim 0{,}65$ в подобных глинах, но сильно переоценивает минимальное главное напряжение в случаях, представленных на рисунках 9.4–9.7.

Рис. 9.9 представляет расчетные значения (в единицах эквивалентного веса бурового раствора — кг/м^3) минимального главного напряжения, рассчитанные для скважин шельфа Мексиканского залива, на основе формул, представленных в таблице 9.1 и рассмотренных выше. Исходные данные включают вертикальное напряжение (рассчитанное путем интегрирования данных плотностного каротажа), поровое давление и коэффициент Пуассона (определяемый по измерениям скоростей продольных и поперечных акустических волн). Кривая **a** является графическим изображением метода (Zoback, Healy, 1984), кривая **b** — (Breckels, Van Eekelen, 1981), кривая **c** — (Hubbert, Willis, 1957) с использованием модифицированного эмпирического коэффициента 0,5, кривая **d** — (Holbrook, Maggiori, 1993) и кривая **e** — (Eaton, 1969). На глубине 1 200 м, где поровое давление является гидростатическим, отмечаются заметные вариации между прогнозируемыми величинами по различным методам и методом Zoback, Healy (1984) (или (Hubbert, Willis, 1957) с эмпирической константой 0,3), который дает наименьшие величины S_{hmin} (слегка превышающие 1 320 кг/м^3). Возвращаясь к рассмотренному выше, где поровое давление является гидростатическим, наименьшая оценка минимального главного напряжения является более представительной для измеренных величин. Также как отображено на рисунках 9,4–9,6, этот метод хорошо прогнозирует минимальное главное напряжение в случае сцементированных пород при нормальном режиме напряжений. Отмечено, что для данной глубины метод Eaton (1969) прогнозирует большие величины (около 1 740 кг/м^3). Однако в интервалах с повышенным поровым давлением, все эти методы недооценива-

ют минимальное главное напряжение. Как было рассмотрено выше, в глинистых породах Мексиканского залива с повышенным давлением, метод Matthews, Kelly (1967) с константы $K_i = 0{,}6$ работает достаточно хорошо.

Подводя итог, возможно, целесообразно рассмотреть эмпирические методы, представленные в таблице 9.1 и изображенные на рисунке 9.9, по некоторой аналогии с эмпирическими методами, представленными в главе 4, для оценки прочности пород по данным ГИС. Практическая значимость этих технологий достаточно ясна, также как их локальная пригодность при соответствующей калибровке. Однако необходимо помнить, что использование таких эмпирических методов на площадях, где они не имеют калибровки, имеет существенную неопределенность. Например, данные, представленные на рисунке 9.7, б, показывают это явно, так как существуют значительные вариации величин минимального главного напряжения на шельфе Мексиканского залива для заданной величины вертикального эффективного стресса.

Напряженное состояние сжатия в осадочных бассейнах

Данные по величинам напряжений и методам их оценки, представленные в двух предыдущих разделах данной главы, рассматривают нормальный режим напряжений, при котором S_{hmin} и S_{Hmax} меньше вертикального стресса S_{v}. В данном разделе представлены величины напряжений на глубине в условиях большего сжатия, в порядке увеличения значений напряжений по глубине.

Нормальный/сдвиговый режим напряжений

Это площади, где S_{hmin} меньше чем вертикальное напряжение, но $S_{\mathrm{Hmax}} \approx S_{\mathrm{v}}$. Если напряженное состояние находится в равновесии сил трения (как прогнозируется теорией Кулона при коэффициенте трения $0{,}6$), оно будет точно описываться уравнением (4.45). Другими словами, S_{hmin} будет значительно ниже S_{v}, при величине, прогнозируемой уравнением (4.45), и $S_{\mathrm{Hmax}} \approx S_{\mathrm{v}}$. Одна такая площадь показана на рисунке 9.10, а для месторождения в юго-восточной Азии. При переходном состоянии напряжений $S_{\mathrm{Hmax}} \approx S_{\mathrm{v}} \equiv S_1$, а $S_{\mathrm{hmin}} \equiv S_3$. В этом случае удовлетворяются оба уравнения (4.45) и (4.46), и два типа разломов, сброс и сдвиг, будут в состоянии критического напряжения, подразумевая, конечно, что они имеют соответствующую ориентировку относительно осей главных напряжений (как рассмотрено в главе 4). Такой тип напряженного состояния характерен для многих частях мира, включая большую часть западной Европы (Zoback, 1992).

Сдвиговый режим напряжений

Как рассматривалось в главах 1 и 4, это напряженное состояние, при котором вертикальное напряжение является промежуточным. Если напряженное

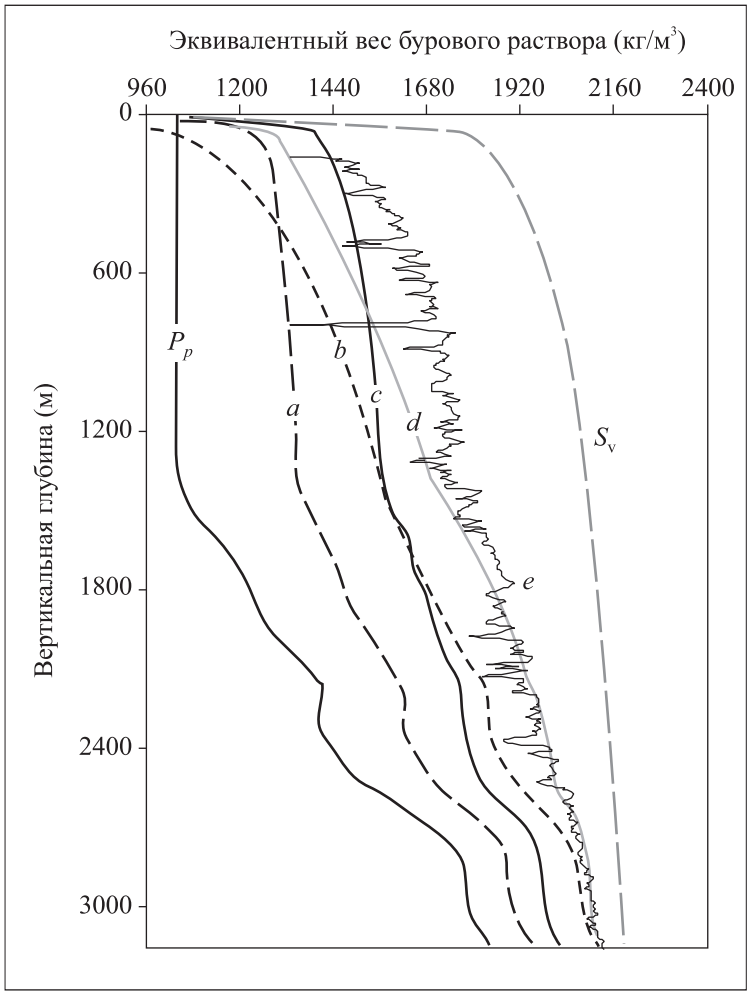
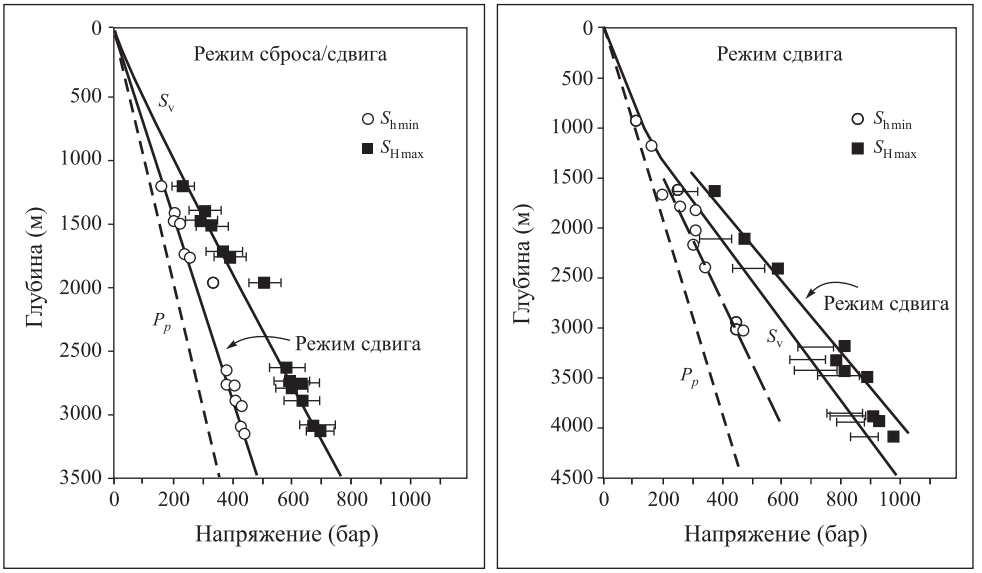


Рис. 9.9. Различные типы эмпирических методов определения S_{hmin} из порового давления и вертикального напряжения иногда дают различные прогнозы, как показано для этой скважины в Мексиканском заливе. Кривая **a** из уравнения (9.6) построена по методу, предложенному Zoback, Healy (1984); кривая **b**, использующая уравнения (9.4) и (9.5), построена по методу, предложенному Breckels, Van Eekelen (1981); кривая **c** из уравнения (9.1) относится к методу, предложенному Hubbert, Willis (1957) с модифицированным эмпирическим коэффициентом 0,5; кривая **d** построена по методу, предложенному Holbrook, Maggiori (1993) с использованием выражения (9.7), а кривая **e** — уравнения (9.3) (Eaton, 1969)

состояние находится в равновесии сил трения, разница между горизонтальными напряжениями описывается уравнением (4.46), и S_{Hmax} будет значительно больше S_{hmin}. Такой пример показан на рисунке 9.10, б по площади в море Timor (Castillo, Bishop, 2000). Отмечается, что для данной площади величины S_{hmin} и S_{Hmax} увеличены относительно данных, представленных на рисунке 9.10, а. На

глубинах между 1,6 и 4,2 км величина максимального горизонтального напряжения точно соответствует прогнозируемой по уравнению (4.46) для измеренного значения минимального главного напряжения при коэффициенте трения 0,6.

Рисунок 9.11 аналогичен рисунку 7.13 (для поля Visund в северной части Северного моря), однако снова иллюстрирует разницу между величинами S_{hmin} и S_{Hmax}, согласующуюся с уравнением (4.46). Другими словами, линия, приближенная к величинам S_{Hmax}, была получена из уравнения (4.46) на основе линий, приближенных к величинам S_{hmin} и порового давления. Отмечается большее сдвиговое напряженное состояние, чем показано на рисунке 9.10, б. Действительно, в связи с тем, что величина S_{hmin} лишь немного ниже величины S_{v}, это напряженное состояние почти типа сдвиг/надвиг.



(а) (б)

Рис. 9.10. (а) Измерения напряжений в скважине в юго-восточной Азии отображают сбросовый/сдвиговый режим напряжений. Теория Кулона с коэффициентом трения 0,6 достаточно хорошо соответствует измеренным величинам S_{hmin} при нормальном режиме, как показано выше. Однако в связи с тем, что $S_{\mathrm{Hmax}} \sim S_{\mathrm{v}}$, разница между S_{hmin} и S_{Hmax} будет также прогнозировать сдвиговые подвижки на оптимально ориентированных плоскостях. Отмечено, что поровое давление преимущественно гидростатическое. (б) Измерения напряжений на площади моря Timor указывают на сдвиговый режим напряжений (Castillo, Bishop, 2000)

Сдвиговый/надвиговый режим напряжений

Это площади, где S_{Hmax} значительно больше вертикального напряжения, а $S_{\mathrm{hmin}} \approx S_{\mathrm{v}}$. Если напряженное состояние находятся в равновесии сил тре-

ния, как прогнозируется теорией Кулона с коэффициентом трения $0{,}6$, S_{Hmax} будет значительно больше S_{v} (до величин, прогнозируемых уравнениями (4.46) и (4.47)), и $S_{\mathrm{hmin}} \approx S_{\mathrm{v}}$. Данные по площади с таким режимом напряжений показаны на рисунке 9.12, а для скважины в центральной Австралии. Отмечено, что по данным мини-гидроразрыва минимальным главным напряжением является вертикальный стресс. Это соответствует надвиговому или сдвиговому/надвиговому режимам напряжений. Причиной этого, которую подробно рассмотрим позже, является присутствие индуцированных бурением трещин растяжения. Рисунок 9.12, б (аналогично рисунку 7.10) указывает, что единственная возможность образования трещин растяжения (то есть, напряженного состояния выше пунктирной диагональной линии) и $S_{\mathrm{hmin}} \geqslant S_{\mathrm{v}}$ в верхнем левом углу диаграммы, существует, когда регион находится в напряженном состоянии типа сдвиг/надвиг.

Надвиговый режим напряжений

Площади, где S_{hmin} и S_{Hmax} превышает S_{v}, относительно редки и трудно документируемы в связи с тем, что мини-гидроразрыв не дает достоверных величин S_{hmin}. Рисунок 9.13 иллюстрирует напряженное состояние на месте неглубоких землетрясений по надвигам в центральном Connecticut (Baumgartner, Zoback, 1989). В этом случае гидроразрыв в открытом стволе применялся крайне аккуратно для определения величины минимального горизонтального напряжения, а также S_{Hmax}. Причиной, по которой S_{hmin} может быть определено по данным гидроразрыва, являются вертикальные гидравлические трещины, инициируемые на стенках вертикальной скважины при повышении давления между двумя надувными пакерами, даже если минимальное главное напряжение является вертикальным. Немедленное отключение скважины позволяет определить S_{hmin} до того момента, когда развитие трещин гидроразрыва начнет происходить в горизонтальной плоскости по мере их распространения вдаль от ствола скважины. Заметим, что величина S_{Hmax} заметно выше S_{v}, что согласуется с уравнением (4.47) для коэффициентов трения около $0{,}7$. Подтверждением такого напряженного состояния является серия неглубоких (1–2 км) микроземлетрясений, которые наблюдались недалеко от ствола скважины. Эти землетрясения имеют фокальный механизм надвига с осью P на восток-запад. Вывалы в вертикальной скважине были определены на северной и южной стороне ствола скважины, что также указывает на сжатие в направлении восток-запад.

Дополнительные комментарии о модели двусторонней связи

В предыдущем разделе рассматривались эмпирические методы оценки величин напряжений на площадях с нормальным режимом напряжений и определения минимального главного напряжения. Проблема принципиальна, в связи

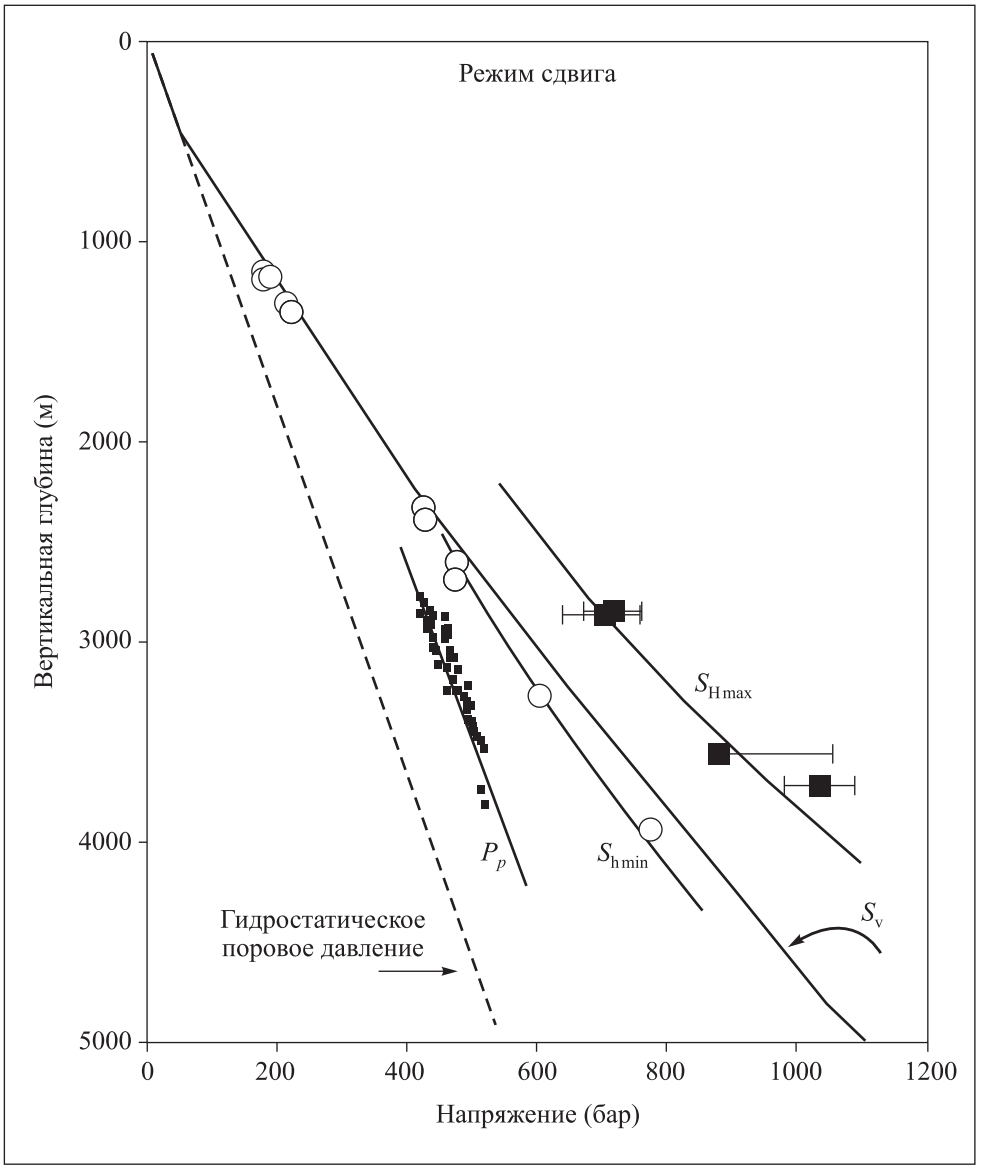
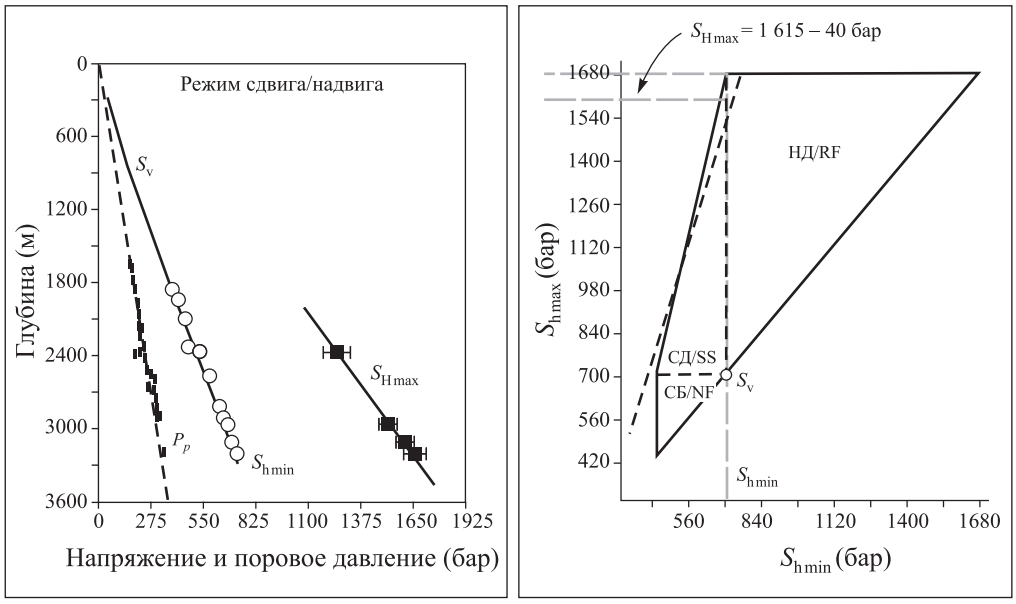


Рис. 9.11. Поровое давление и оценка напряжений для месторождения Visund в северной части Северного моря (Wiprut, Zoback, 2000). Сдвиговый режим напряжений, но близкий к сдвиговому/надвиговому, так как S_{hmin} лишь немного ниже S_{v}

с тем, что бурильщикам необходима оценка допустимого веса бурового раствора во время бурения — наиболее важна эта задача на площадях с нормальным режимом напряжений, где S_{hmin} имеет наименьшую величину. В действительности, такие методы как модель двусторонней связи (уравнение (9.3)) достаточно широко применяются для оценки величины напряжения на глубине, используя тек-



(а) (б)

Рис. 9.12. (а) Напряженное состояние с значительным сжатием (надвиг/сдвиг) наблюдается в центральной Австралии. Даже при величине минимального главного напряжения, соответствующей вертикальному стрессу, появление индуцированных бурением трещин растяжения требует приблизительной эквивалентности S_{hmin} и S_{v}, как указано на рисунке (б), но S_{Hmax} должно быть значительно выше (D. Castillo)

тоническое напряжение, добавленное эмпирически, чтобы соответствовать измеренным значениям. Что ошибочно при применении модели двусторонней связи для прогноза минимального главного напряжения на глубине? Во-первых, диагенез, происходящий в геологическом времени, и напряжения в земной коре, причиной которых являются различные тектонические процессы (как рассматривалось ранее в данной главе), будут действовать на породу до той степени, при которой порода может поддерживать такие напряжения. Поэтому отчасти геологически «наивно» изучать диагенез в отсутствии гравитационных или тектонических напряжений, как в данном случае, поскольку в какой-то момент времени в упругом полупространстве гравитационные силы могут быть приложены мгновенно. Во-вторых, существуют заметные горизонтальные деформации в земной коре, особенно в осадочных бассейнах, подверженных растяжению. В-третьих, два горизонтальных напряжения редко эквивалентны, по причине широкого разнообразия тектонических источников напряжений, действующих на породу на глубине (глава 1). Существование согласованных направлений главных напряжений в ряде регионов является проявлением анизотропных величин горизонтальных напряжений. Более того, тектонические источники напряжений часто действуют на одно (или оба) горизонтальное напряжение, превышая вертикальный

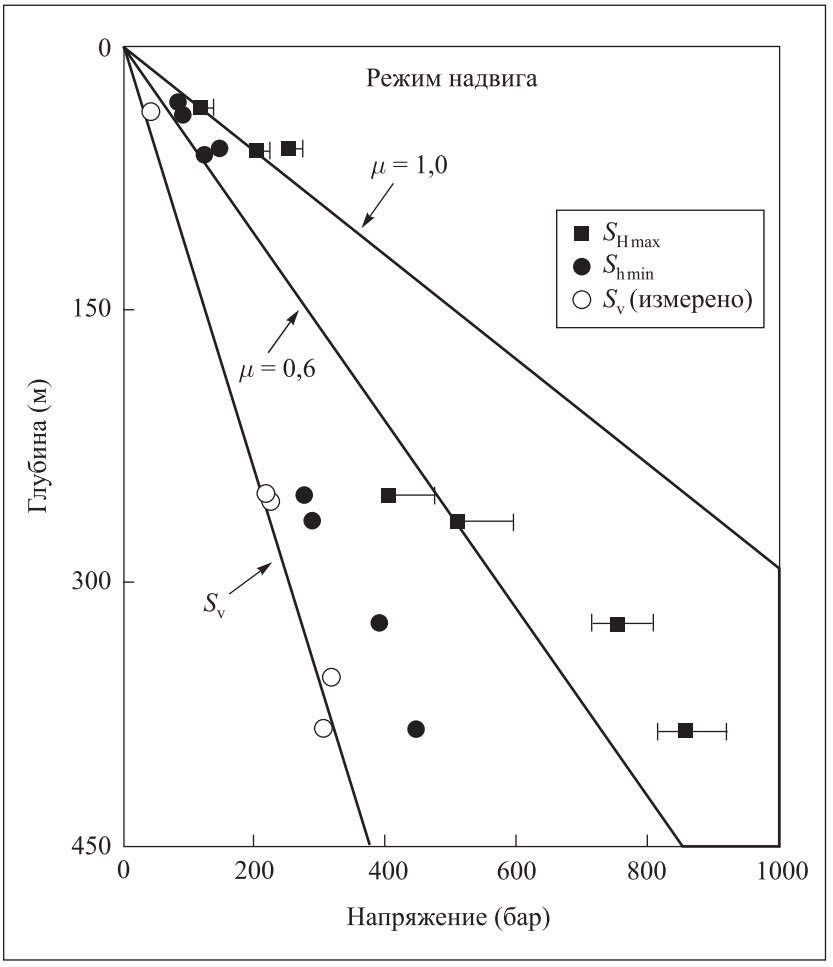


Рис. 9.13. Измерения напряжений при надвиговом режиме около Moodus, Connecticut (Baumgartner, Zoback, 1989). Хоть минимальное главное напряжение было вертикальным, $S_{\rm hmin}$ было определено по *раннему* отключению давления в скважине, а $S_{\rm Hmax}$ — по *классической* теории гидроразрыва, рассмотренной в главе 7. Интервалы погрешности указывают на то, что в уравнениях для этих низкопористых кристаллических пород принято поровое давление и эффективное напряжение

стресс, как требуется для площадей со сдвиговым или надвиговым режимом напряжений и было показано в данной главе. Попытки исправить это посредством приобщения произвольных тектонических напряжений только ухудшают ситуацию, добавляя эмпирически определенные параметры.

Рисунок 9.14 (Lucier, Zoback, 2006) иллюстрирует литологическую колонку для скважины, пробуренной в центральной части США. Показаны V_p, V_s, плотностной каротаж и определенные по ГИС упругие модули (на основе уравнений (3.5), (3.6) и зависимостей, представленных в таблице 3.1). Гидроразрыв в пес-

чаниках Rose Run на глубине около 2 380 м был рассмотрен с целью увеличения приемистости. В результате серия измерений при мини-гидроразрыве была проведена в самих песчаниках Rose Run и в непосредственно подстилающей и перекрывающей формации (рисунок 9.15). Кроме того, как показано на рисунке, оценки величин S_{hmin} и S_{Hmax} на других глубинах были выполнены по результатам анализа разрушений сжатия и растяжения на стенке скважины, описанным в главе 7. В основном отмечено сдвиговое напряженное состояние. Однако наблюдаются необычно низкие величины S_{hmin} и S_{Hmax} на глубине песчаников Rose Run. Это указывает на то, что данный интервал может быть особенно хорош для гидроразрыва, так как относительно низкое давление необходимо для превышения минимального главного напряжения (около 350 бар) до тех пор, пока давление гидроразрыва не превысит величину около 420 бар, при которой трещины уже не будут распространяться вертикально за зоной закачки.

Данные, представленные на рисунках 9.14 и 9.15, позволяют проверить применимость уравнения (9.3), хотя S_{Hmax} значительно больше S_{hmin} (и чаще больше S_{v}), очевидно, что необходимо добавить тектоническое напряжение, хотя бы к S_{Hmax}. Результат этого приведен на рисунке 9.16 для интервала глубин 2 050–2 450 м, где был проведен мини-гидроразрыв. Полученные по ГИС величины коэффициента Пуассона показаны с левой стороны, а величины S_{hmin}, вычисленные из коэффициентов Пуассона (кривая напряжений), на основе уравнения (9.3), показаны с правой стороны. Отмечено, что измеренные величины напряжений на глубинах 2 060 м и 2 425 м значительно выше прогнозируемых значений (более чем на 5 МПа), тогда как три «низких» замера напряжений в непосредственной близости от песчаников Rose Run (2 340–2 420 м) на 30–50 бар меньше прогнозируемых величин. Уравнение (9.3) обычно дает слабое приближение к измеренным величинам. Стоит отметить, что эмпирически подобранный эффективный коэффициент Пуассона может быть использован в уравнении (9.3), после того, как полученное по ГИС значение коэффициента Пуассона умножено на 1,25. Измеренное минимальное главное напряжение на глубинах 2 060 м и 2 525 м может соответствовать предсказанным значениям, но низкие магнитуды в интервале глубин 2 340–2 420 м согласуются гораздо хуже, с $\sim$ 100 бар несоответствием между измеренными и прогнозируемыми величинами.

В заключение стоит отметить, что очевидные доказательства, указывающие на то, что горизонтальные главные напряжения являются результатом действия веса вышележащих пород, не найдены. Использование этого метода к имеющимся данным, в основном, не обосновано и не благоразумно.

Интерполяция и экстраполяция данных по величинам напряжений

Финальная рассматриваемая тема данной главы относится к построению профиля напряжений по измерениям на определенных глубинах. Обычно тесты

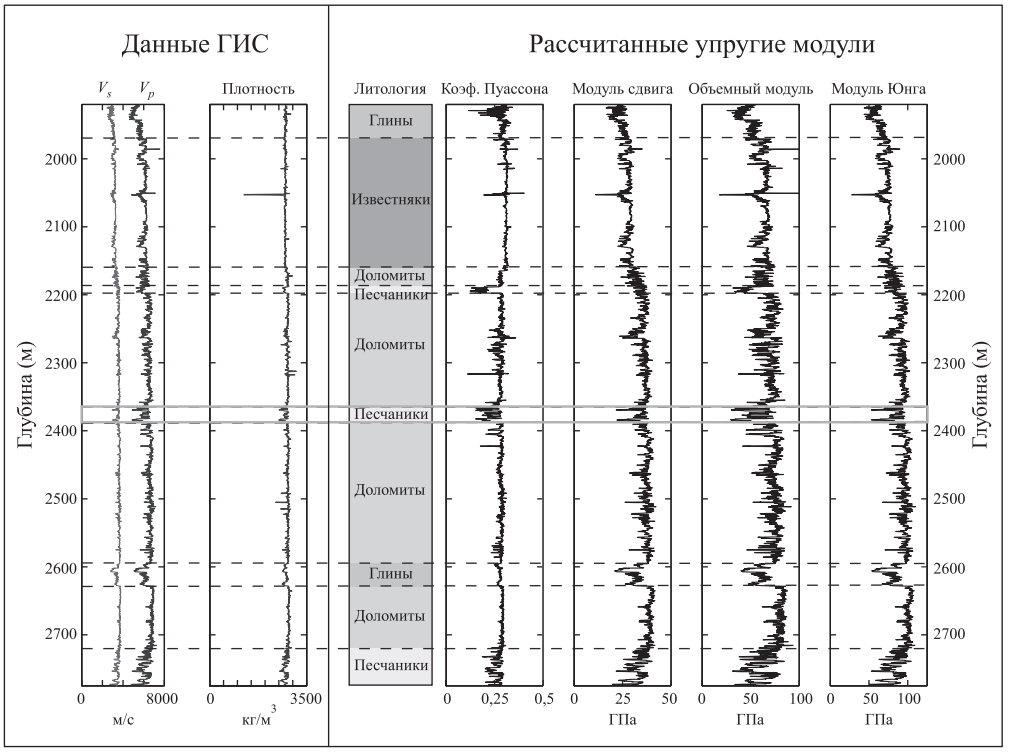


Рис. 9.14. Некоторые записи каротажных кривых, литология и полученные по ГИС упругие модули в скважине AEP Mountaineer, в западной Вирджинии (Lucier, Zoback, 2006)

на утечку или мини-гидроразрывы проводятся на определенных глубинах для получения значений минимального главного напряжения, а методы, описанные в главах 7 и 8 для определения S_{Hmax}, применяются на определенных глубинах, где на стенках скважин наблюдаются вывалы и/или индуцированные бурением трещины растяжения. Как будет иллюстрировано в следующих главах, в большинстве случаев при применении данных по напряжениям необходимо знать непрерывное изменение значений с глубиной. Это особенно справедливо в случае оценки стабильности ствола скважины.

В случаях, когда точки измерений согласуются с прогнозируемыми величинами по уравнениям (4.45), (4.46) или (4.47) (как в случаях, рассмотренных ранее в данной главе), целесообразно (и физически обосновано) интерполировать или экстраполировать некоторые точки измерений для построения профиля напряжений. Например, в случае нормального режима напряжений, обоснованно интерполированы или экстраполированы будут значения S_{hmin}, но не обязательно S_{Hmax}.

Один из подходов к проблеме экстраполяции величин измеренных напряжений основан на константе отношения эффективных главных напряжений. Пример этого приведен на рисунке 9.17, где поровое давление является гидроста-

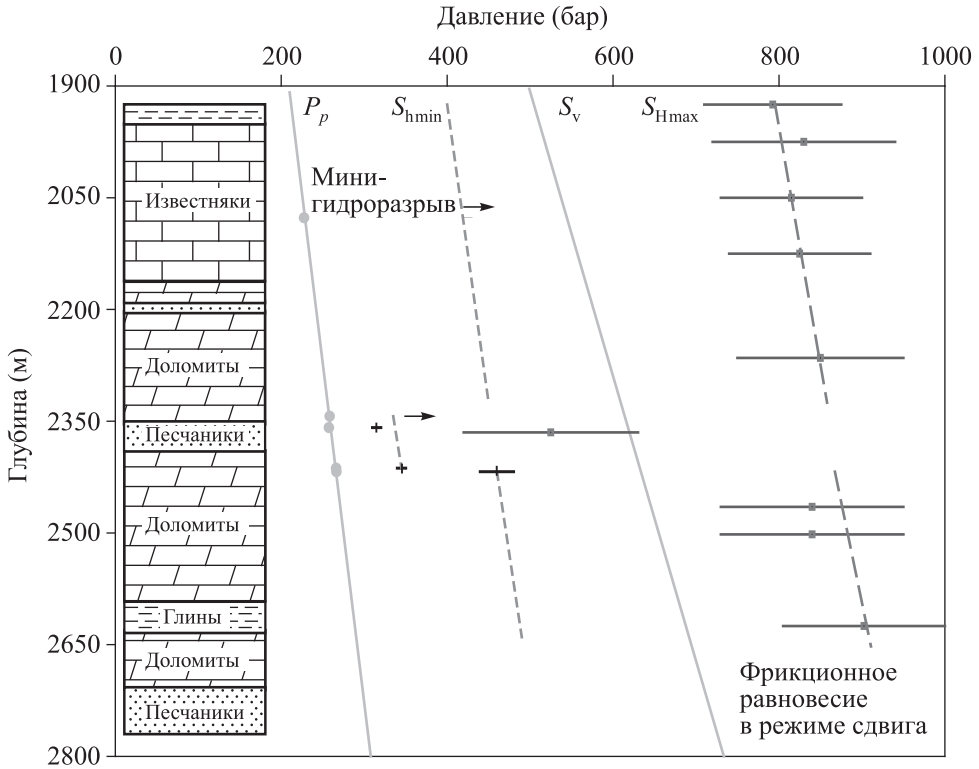


Рис. 9.15. Измеренные величины порового давления и S_{hmin} по данным мини-гидроразрыва в скважине AEP Mountaineer, с величинами S_{Hmax}, полученными из анализа разрушения ствола скважины (Lucier, Zoback, 2006). Отмечены низкие значения S_{hmin} в интервале песчаников Rose Run (на глубине около 2 350 м), являющиеся идеальными для гидроразрыва

тическим. Измерения S_{hmin} на рисунке 9.17, а показывают значения, которые не находятся в состоянии равновесия сил трения для нормального режима напряжений. Следовательно, нельзя использовать уравнение (4.45) для оценки величин стрессов на глубинах больших или меньших, чем в точках замеров. В первую очередь, рассчитывая отношение минимального эффективного горизонтального напряжения к вертикальному эффективному напряжению, эти данные возможно использовать для экстраполяции и установить непрерывный профиль напряжений с глубиной (рис. 9.17, б). В показанном случае с четырьмя измерениями S_{hmin} и непрерывным профилем P_p и S_{v} можно провести оценку S_{hmin} на других глубинах, используя функцию $\sigma_{\text{hmin}}/\sigma_v$, как показано на рисунке. Помимо всего, этот случай исследований проводился в регионе с предположительно сдвиговым режимом напряжений. Следовательно, подразумевается, что нижний предел S_{Hmax} равен S_{v}. В связи с отсутствием данных имиджеров (или других данных, связанных с разрушением ствола скважины), которые могут использоваться для ограничения величины S_{Hmax}, профиль минимального главного эффективного

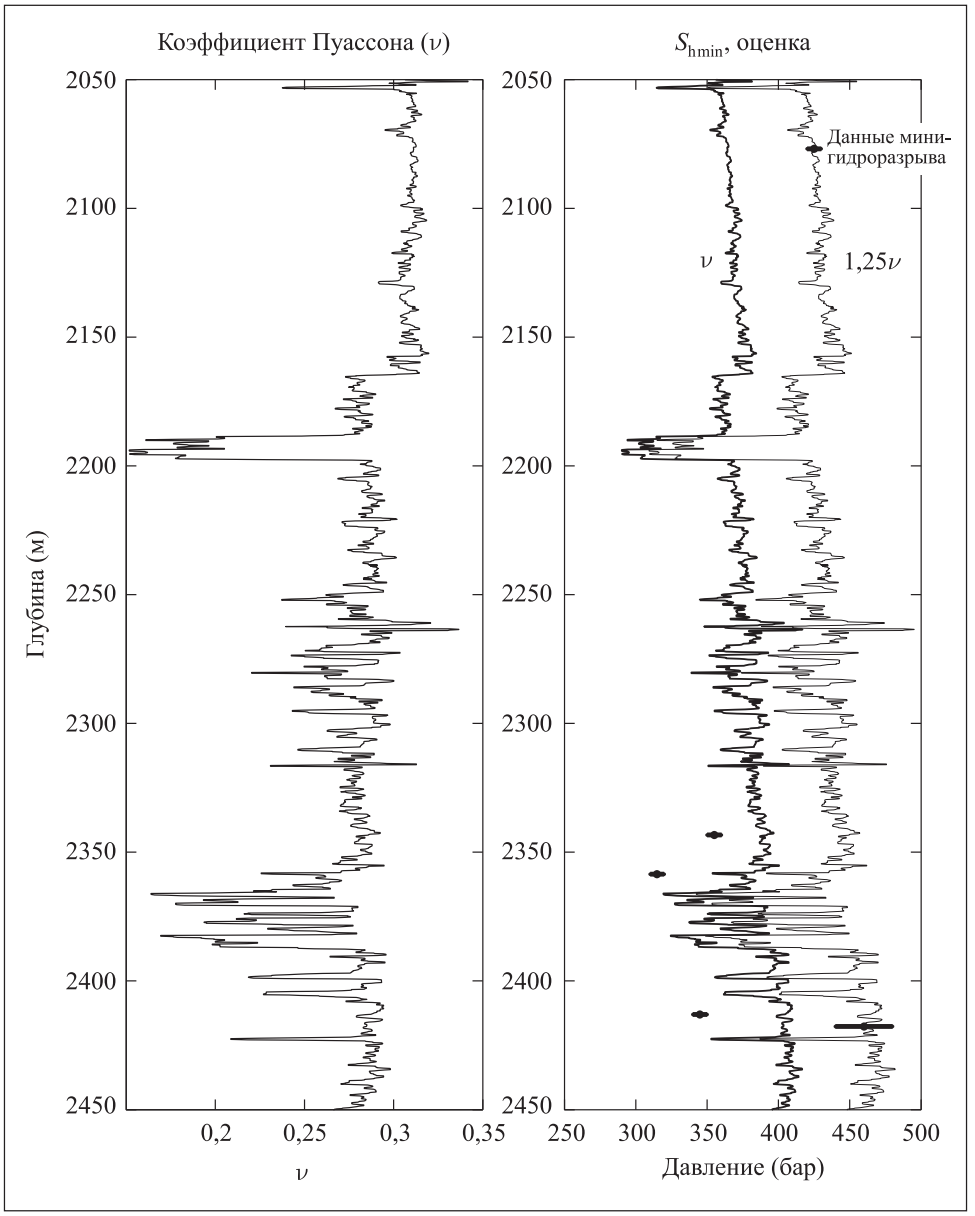


Рис. 9.16. Участок скважины Mountaineer в интервале глубин 2 050–2 450 м, где был проведен мини-гидроразрыв. Левая колонка показывает полученные по ГИС величины коэффициента Пуассона. Правая колонка показывает сравнение измеренных величин S_{hmin} с прогнозируемыми по уравнению (9.3). Отмечено, что использование полученных по ГИС значений коэффициента Пуассона значительно недооценивает измеренные величины напряжений на глубинах 2 075 и 2 425 м и переоценивает значения стрессов в песчаниках Rose Run, в интервале глубин 2 340–2 420 м. Умножая коэффициент Пуассона на 1,25, наблюдается лучшее приближение к данным на больших и меньших глубинах, но не для данных по пескам Rose Run

напряжения был получен при верхней границе S_{Hmax}, рассчитанной на основе уравнения (4.46). Так как поровое давление повышается, верхняя граница соответствует величине $\sim 3\,775$ кг/м^3 на измеренной глубине $3\,700$ м.

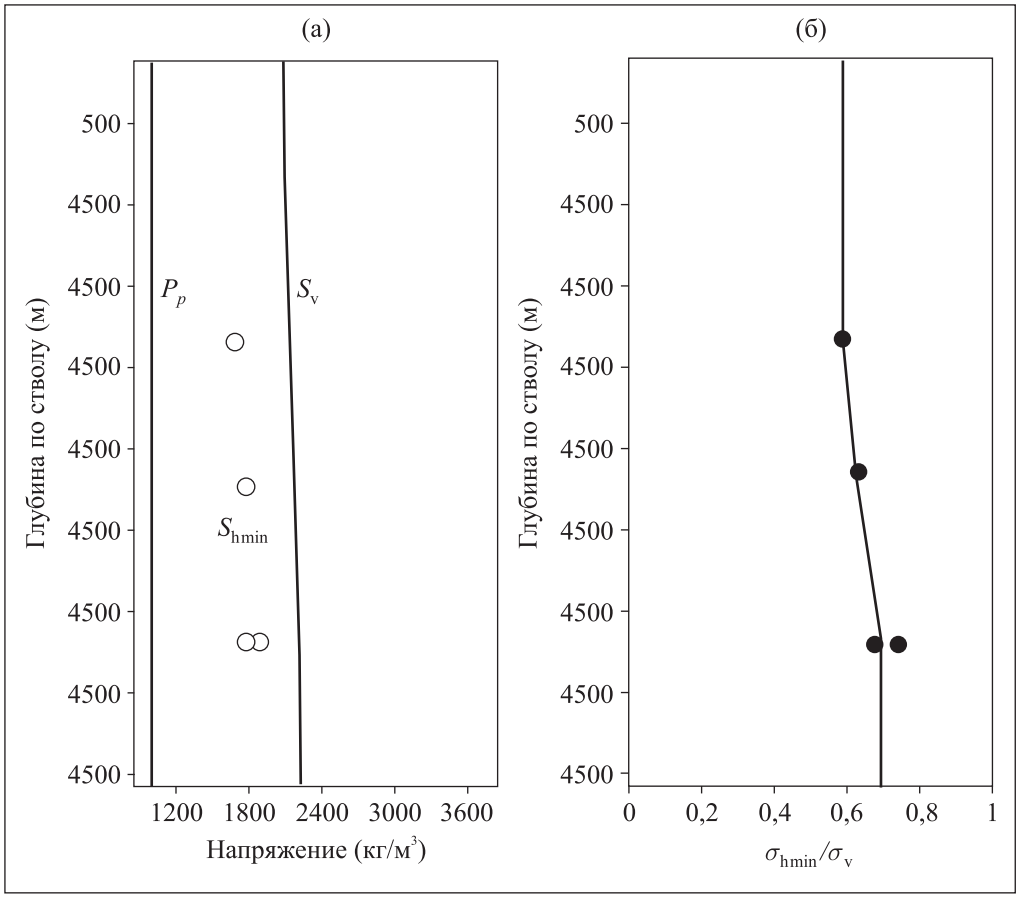


Рис. 9.17. (а) Интервал измерения напряжений необходимо расширить при использовании для многих практических задач, таких как оценка стабильности ствола скважины. (б) Один метод интерполяции и экстраполяции величин измеренных напряжений основан на использовании слабо варьирующего отношения эффективных напряжений с глубиной. В этом случае, с четырьмя измерениями S_{hmin} и непрерывным профилем P_p и S_{v}, можно оценить S_{hmin} на других глубинах, используя функцию $\sigma_{\mathrm{hmin}}/\sigma_v$, как показано на рисунке

Часть III

Практическое приложение геомеханики

Глава 10

Стабильность стволов скважин

В данной главе я рассматриваю ряд проблем, связанных со стабильностью стволов скважин, которые иллюстрируются на основе исследований, проведенных в различных осадочных бассейнах мира. В данной главе мы рассмотрим проблемы стабильности стволов скважин, связанные с механическим разрушением породы вокруг ствола скважины. Разрушения, осложняющиеся химическими реакциями между буровым раствором и пластом, рассматриваются только кратко. Я рассматриваю ряд критически важных тем, связанных с успешным бурением, таких как, очистка ствола, гидравлика в стволе скважины, механические колебания бурового оборудования и т. д., и отсылаю читателя к превосходным работам, например, Bourgoyne, Millheim (2003).

В каждом случае, рассмотренном в данной главе, геомеханическая модель была построена с использованием подходов, описанных в предыдущих главах. Рассматриваемые проблемы делятся на две категории: Предотвращение значительной нестабильности стволов скважин во время бурения и ограничение разрушения пород, окружающих скважину, во время разработки. Последнее, часто называемое выносом песка (или твердых частиц), поскольку в результате значительного разрушения пласта во время разработки, обломки породы будут выноситься в скважину вместе с углеводородами. Другим аспектом разрушения стволов скважин при разработке, является смятие обсадных колонн по причине уплотнения в результате истощения и/или срез скважин по разломам, индуцированный закачкой (или истощением), что будет рассмотрено в главе 12.

При рассмотрении типов проблем со стабильностью стволов скважин, которые могут встречаться при бурении, мы, в первую очередь, определим понятия стабильности скважины и оптимального веса бурового раствора. Практическое проявление этих понятий связано с концепцией безопасного окна бурового раствора для бурения, термина, определенного как разность между минимальным и максимальным весом бурового раствора, который следует использовать при бурении на заданной глубине. Если проблема стабильности стволов скважин не касается заданной площади, минимальный вес бурового раствора обычно принимается исходя из порового давления, так, чтобы не было притока в скважину во время бурения. Когда необходимо учитывать стабильность ствола скважины, нижняя граница окна бурового раствора требует достижения выбранной степени стабильности ствола скважины. В обоих случаях, верхней границей окна буровo-

го раствора является вес раствора, при котором происходит потеря циркуляции, благодаря гидроразрыву пласта.

Следующей рассматриваемой темой является влияние траектории скважины на стабильность ствола (впервые упомянутое в главе 8) и осуществимость бурения на депрессии. Бурение на депрессии определяется как намеренное бурение с весом бурового раствора меньше порового давления. Оно проводится для защиты от повреждения проницаемых пластов, увеличения скорости проходки и для предотвращения потери раствора в проницаемых интервалах. Мы вводим Количественную Оценку Рисков (КОР) (Quantitative Risk Assessment, QRA) для проблем стабильности стволов скважин (Ottesen, Zheng, 1999; Moos, Peska, 2003) в контексте бурения на депрессии, хотя она применима для различных проблем геомеханики. КОР позволяет прогнозировать вероятность успешного бурения скважины в контексте неопределенности различных параметров, используемых при анализе стабильности ствола скважины (величин напряжений, порового давления, прочности пород, веса бурового раствора и т. д.), а также вычислять, какой из параметров наиболее важен в оценке.

В данной главе также рассматриваются три специальные темы, связанные со стабильностью стволов скважин во время бурения. Первая тема рассматривает влияние на стабильность стволов скважин ослабленных плоскостей напластования, которые вносят анизотропию прочности и могут повлиять на стабильность скважин, направленным под определенными углами к плоскостям напластования. Мы иллюстрируем важность этого для двух различных случаев: при субвертикальной скважине, вскрывающей крутопадающие слои, и при начале бурения скважины с большим отклонением от вертикали через относительно плоскозалегющие глины. Далее, кратко рассмотрим сложную тему химического влияния на прочность пород и стабильность стволов скважин при бурении через *химически активные* глины. Под химически активными глинами мы понимаем глины, химически реагирующие с буровым раствором, ослабляющие породу и приводящие к нестабильности ствола скважины. Одним из путей решения этой проблемы является бурение с химически инертными флюидами (например, буровые раствора на нефтяной основе), но часто условия окружающей среды и значительная стоимость делают эту возможность нежелательной. Несмотря на то, что сложная тема химического взаимодействия между буровым флюидом и пластом, в основном, находится за рамками рассмотрения данной книги, в данной главе мы рассмотрим случай, при котором применение бурового раствора с большим весом может компенсировать химическое разупрочнение взаимодействия раствор/глина. В-третьих, я рассмотрю очень серьезную буровую проблему, ассоциируемую с условиями очень высокого порового давления. Как представлено в главах 2 и 4, на площадях с высоким поровым давлением (особенно при сбросовом режиме напряжений) имеется очень маленькая разница между поровым давлением и наименьшим главным напряжением. Это может привести к экстремально маленькому окну бурового раствора, которое даже при применении из-

мерений давления во время бурения, для достижения максимального контроля веса раствора, может быть экстремально трудоемкой проблемой. В заключение кратко проиллюстрируем проблему временной зависимости разрушения ствола скважины, благодаря проникновению флюида в трещиноватые породы, окружающие скважину, о чем упоминалось в главе 6.

Отмечается, что расчеты стабильности стволов скважин, связанные с механическим разрушением, обычно подразумевают идеальную *глинистую корку*. Другими словами, полная разность между P_m и P_p действует на повышение σ_{rr} и уменьшение $\sigma_{\theta\theta}$, как рассмотрено в главе 6. Это может происходить не всегда, особенно в трещиноватых пластах, пока не сделаны специальные измерения для подтверждения, что давление раствора не превышает пластовое (Labenski, Reid, 2003). Детальное рассмотрение типов буровых растворов и добавок, которые могут быть использованы для предотвращения фильтрации, выходит за рамки данной книги. Несмотря на это, необходимо помнить об этой проблеме и предпринимать шаги для предотвращения проникновения давления раствора в пласт.

Во второй части данной главы будут рассмотрены некоторые типы проблем, ассоциируемые с минимизацией выноса песка. Минимизация выноса песка является сложной проблемой, рассматриваемой в ряде специальных публикаций (Ott, Woods, 2003) и, в основном, требующей комплексного цифрового моделирования. Мы иллюстрируем здесь подходы к трем специфическим проблемам. Первая проблема заключается в характере действия истощения залежи и депрессии (связанной со скоростью разработки) на открытый ствол при различной ориентации скважины. В настоящее время, при широком применении горизонтального бурения, наиболее общим является завершение открытым стволом. Вариант этой проблемы встречается в скважинах с несколькими стволами (вторые стволы бурятся через обсадную колонну в новом направлении). Мы рассмотрим случай, где обсуждается вопрос отсутствия или необходимости обсадки многоствольной скважины при истощении и депрессии, влияющий на значительное сокращение стоимости скважины. Заключительная тема, связанная с выносом песка, рассматривается в аспекте влияния ориентированной перфорации как эффективного средства контроля выноса песка, в некоторых случаях, и почему вынос песка иногда увеличивается с увеличением обводнения.

Предотвращение нестабильности стволов скважин во время бурения

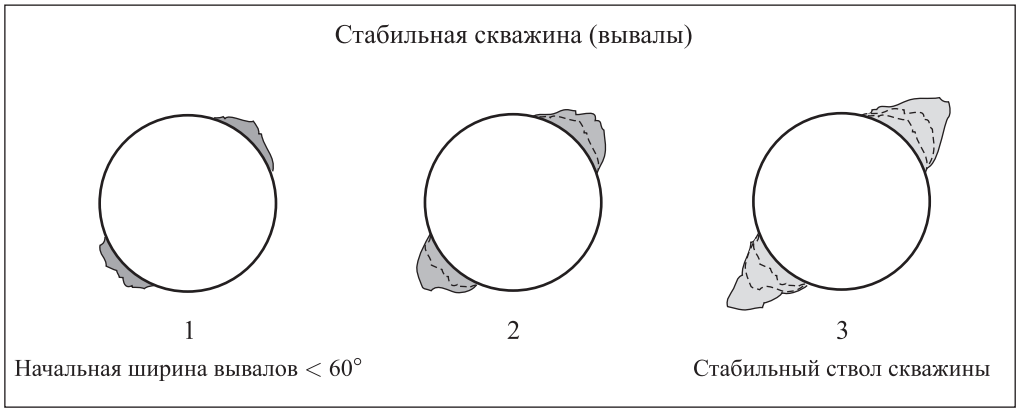
Возможно, первым вопросом при рассмотрении темы стабильности ствола скважины во время бурения является определение, что понимается под бурением стабильной скважины. Нестабильной является скважина, в которой интенсивное формирование вывалов создает так много обломочного материала из стенок скважины, что общий объем шлама и обломочного материала в скважине не может

выноситься циркуляцией бурового раствора. В действительности, так как ствол скважины увеличивается за счет интенсивного обрушения стенок, скорость бурового раствора, в пространстве между внешней стороной забойного оборудования и стенкой скважины, уменьшается. Если это происходит, уменьшается возможность бурового раствора по очистке скважины от шлама и обломков пород. Вместе, интенсивное разрушение пород и уменьшение способности к очистке, ассоциируемой с циркуляцией бурового раствора, может явиться причиной прихвата забойного оборудования шламом и разрушенными породами. Это явление иногда называют *обрушением ствола скважины*, в связи с тем, что оно представляется как обрушение ствола на забойное оборудование. Необходим определенный вес бурового раствора для стабилизации стенок скважины и защиты их от встречающегося, так называемого давления разрушения.

Что представляет собой стабильная скважина? Как показано на рис. 10.1, это не обязательно скважина, в которой отсутствуют разрушения стенок. Как рассмотрено в главах 6 и 7, при росте вывалов они углубляются, но не становятся шире. Следовательно, вывалы с ограниченной шириной до 60°, в примере на рис. 10.1, а, создают зоны разрушения ограниченного размера. Были изучены буквально тысячи субвертикальных скважин с вывалами такого размера, в которых не было значительных проблем со стабильностью ствола.

Для планирования стабильной скважины необходимо только в достаточной степени повысить вес бурового раствора (и/или изменить траекторию скважины) для ограничения ширины вывалов до допустимой величины. Эмпирически, многие исследования показали, что для вертикальных скважин достаточно планировать ширину вывалов около 90°, как консервативный критерий для прогноза веса бурового раствора. Интуитивно видно, что при ширине вывалов более 90°, разрушение охватывает более половины окружности ствола скважины. В этом случае, скважина будет испытывать недостаток арочной поддержки, то есть недостаток в неразрушенной породе для поддержания прилагаемых сил (Bratli, Risnes, 1981). Как схематически показано на рис. 10.1, б, недостаточная арочная поддержка может привести к разрушениям по всей окружности ствола скважины. Это приводит к размыву (диаметр скважины увеличен по всем направлениям), что может быть достаточно проблематично, в связи с тем, что диаметр скважины будет продолжать увеличение в размере, как прогрессирующее разрушение. Концентрация напряжений вокруг ствола скважины, при таком увеличении диаметра, не изменяется.

Практический пример этого типа эмпирического критерия стабильности приведен на рис. 10.2, а. Применяя настроенную геомеханическую модель, разработанную для изучения стабильности ствола скважины, можно показать, что на глубинах, где встречались значительные проблемы со стабильностью ствола (2 300–2 400 м), были интервалы, на которых ожидалось появление вывалов с шириной более 90°. Колонна была спущена до этой глубины для устранения этой ситуации. Однако, как показано на рис. 10.2, б, простое повышение веса бурового



(а)



(б)

Рис. 10.1. (а) Схематическое представление роста вывалов при начальной относительно малой ширине (менее 60°) и (б) при относительно большой ширине (около 120°). При узких вывалах, они растут вглубь, но не в ширину (см. рис. 6.15), так, что относительно небольшое количество разрушенного материала падает в скважину и диаметр скважины существенно не изменяется. Следовательно, стабильные скважины могут буриться, что позволяет степень встречающихся разрушений стенок скважин. Широкие вывалы, однако, могут привести к размывам, благодаря отсутствию достаточного количества неповрежденного материала вокруг ствола скважины, для поддержки прилагаемых напряжений

раствора с 1 320 до 1 440 кг/м^3 будет уменьшать ширину вывалов до допустимой величины при прочности породы (и состояния напряжений) на этой глубине. Кроме того, имея повышенный вес раствора, будем иметь более узкие вывалы на больших глубинах. Как показано на рис. 10.2, а, прогнозируемые вывалы были только слегка меньше 90° после спуска колонны.

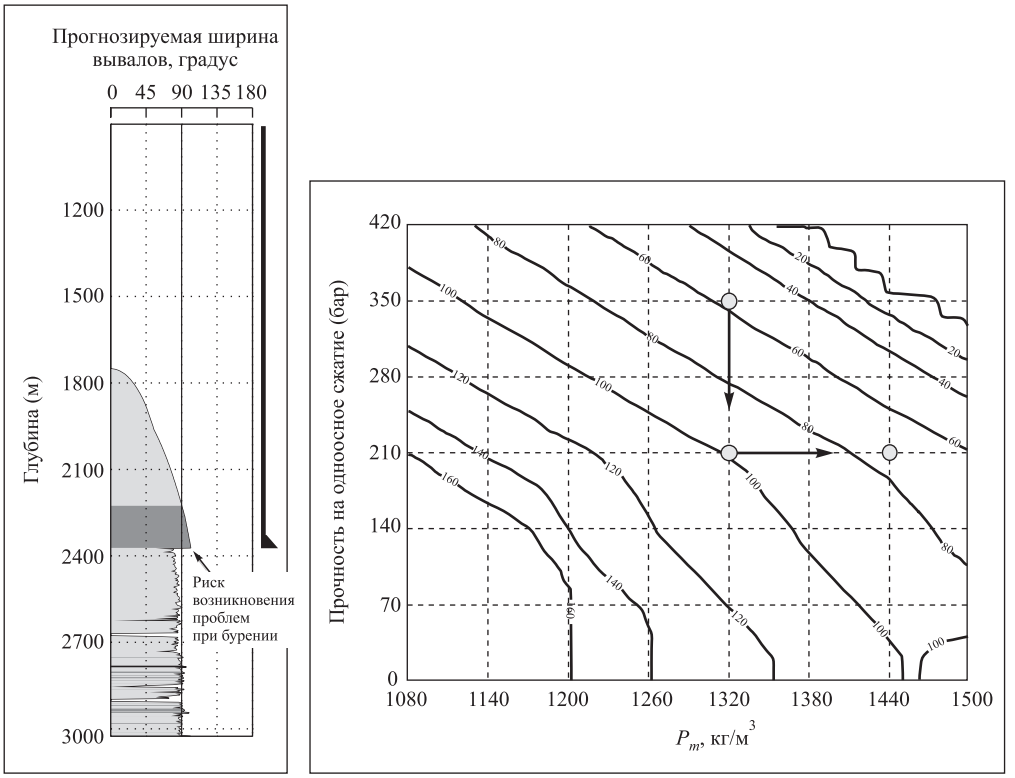
Не лишним будет отметить, эмпирически доказано, что 90° являются эффективным критерием верхнего предела ширины вывалов в вертикальных скважинах, это общий критерий устойчивости, если он может достигаться достаточным

весом бурового раствора, планом спуска колонн и т. д., к допустимым локальным вариациям прочности породы. Это также общий критерий устойчивости скважин с большим отклонением от вертикали, особенно для горизонтальных скважин. Основанием для этого является то, что горизонтальные скважины более сложны для очистки, по сравнению с вертикальными, в связи с тем, что обвальный шлам оседает под силой тяжести на нижней части ствола скважины. Однако предусмотрительней планировать горизонтальные скважины (и скважины с большим отклонением от вертикали) с меньшим разрушением стволов, чем вертикальные скважины.

Существует ряд причин, по которым нельзя увеличить вес бурового раствора выше необходимой величины. Наибольшая потенциальная проблема слишком высокого повышения веса бурового раствора ассоциируется с гидроразрывом и потерей циркуляции в скважине. Это очень серьезная проблема и, если она встречается при попытке решения проблемы неконтролируемого разрушениея ствола, может привести к потере скважины. Как более детально рассмотрено ниже, эта ситуация особенно проблематична в случае повышенного порового давления. Другими проблемами, связанными с высоким весом бурового раствора, являются уменьшение скорости бурения, повреждение коллектора (понижение проницаемости за счет фильтрации бурового раствора в пласт), потеря раствора в проницаемых зонах и, если отсутствует достаточная глинистая корка на стенках скважины, может встречаться дифференциальный прихват бурового инструмента.

Дифференциальный прихват встречается, когда разница между весом бурового раствора и поровым давлением гидравлически прижимает буровое оборудование к стенке скважины.

Бурение при весе бурового раствора больше порового давления и давления разрушения, но меньше давления гидроразрыва (или градиента гидроразрыва), является основой при дизайне конструкции скважин и определении глубин спуска колонн. Это иллюстрировано на рис. 10.3 (Moos, Peska, 2003). На рис. 10.3, а показана исходная конструкция скважины, составленная на основе порового давления, как нижней границы, и градиента гидроразрыва, как верхней границы окна бурового раствора. Основываясь на проблеме стабильности стволов на предыдущих скважинах, нижняя граница давления бурового раствора была увеличена по глубине, определяющей количество обсадных колонн, и было принято очень маленькое окно бурового раствора для третьей обсадной колонны (рис. 10.3, б). При бурении скважины забуривался второй ствол для прохождения этого интервала. Настроенная геомеханическая модель позволила спустить глубже две верхние обсадные колонны, в результате чего окно бурового раствора под третью колонну было увеличено и, в целом, число колонн было уменьшено на одну (рис. 10.3, в). Этот простой исторический пример демонстрирует важность принятия решений при бурении на основе количественной модели стабильности стенок скважин, найденной с помощью настроенной геомеханической модели.



(а) (б)

Рис. 10.2. Пример эффективности простого эмпирического критерия стабилизации, посредством поддержания начальной ширины вывалов до 90°, для достижения выбранной степени стабильности ствола скважины. (а) На основе геомеханической модели можно показать, что глубины со значительными проблемами нестабильности ствола (2 300–2 400 м), были интервалами, на которых ожидалось появление вывалов шириной больше 90°. График ширины вывалов (контурные линии) как функции веса бурового раствора (абсцисса, в кг/м^3) и прочности пород (ордината), показывает, что при прочности пород на одноосное сжатие 207 бар, достаточно увеличить вес бурового раствора с 1 320 до 1 440 кг/м^3 для уменьшения ширины вывала до допустимой величины. Кроме того, повышая вес бурового раствора, будем иметь более узкие вывалы на больших глубинах после спуска колонны, так как вывалы ниже 2 440 м были только слегка меньше 90°

Случай на рис. 10.3, б демонстрирует траты миллионов долларов на излишние обсадные колонны и забуривание множественных стволов.

Рис. 10.4 демонстрирует влияние траектории скважин на стабильность для сбросового, сдвигового и надвигового режимов напряжений. Параметры, принятые на этом рисунке, аналогичны принятым в расчетах на рис. 8.2, но имеются два важных различия. Прежде чем иллюстрировать необходимую прочность породы для предотвращения формирования вывалов в скважинах с любой ориентацией, рис. 10.4 показывает вес бурового раствора, требуемый для бурения

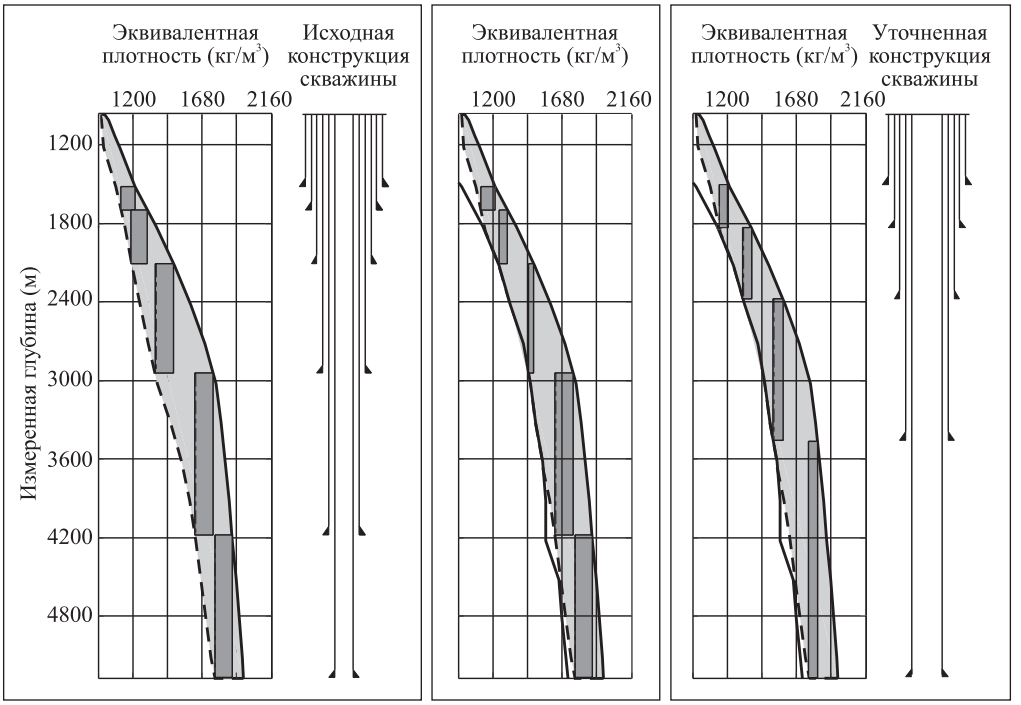
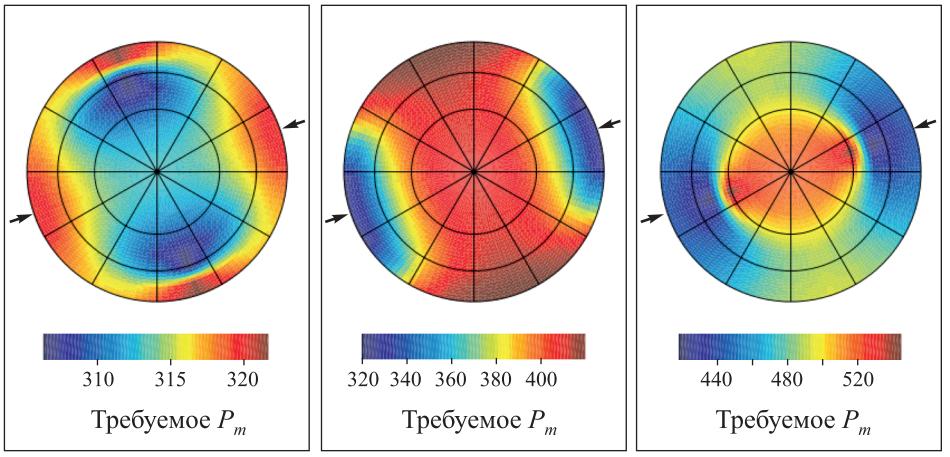


Рис. 10.3. (а) Исходная конструкция скважины, составленная в предположении, что поровое давление и градиент гидроразрыва ограничивают окно бурового раствора. (б) Иллюстрация влияния давления разрушения на исходную конструкцию. Экстремально узкое окно бурового раствора для интервала под третью колонну; фактически потребовались два ствола для бурения этой секции скважины. (в) Конструкция, выполненная на основе геомеханической модели, которая корректирует позиции первых двух колонн для уменьшения длины под третью колонну. Эта конструкция позволяет не только избежать экстремально узкого окна под четвертую колонну, что приведет к буровым проблемам, но также уменьшить требуемое число обсадных колонн (Moos, Peska, 2003)

стабильной скважины как функцию ориентации скважины на одной глубине. Относительно высокая прочность на одноосное сжатие, 500 бар, была использована для расчетов и принят модифицированный критерий разрушения Ладе (глава 4). Для упрощения, максимальная ширина вывалов 30° была использована во всех расчетах, на практике подобная оценка считается консервативным приближением. Как для рис. 8.2, было принято гидростатическое поровое давление (320 бар). Для сбросового режима напряжений ($S_{\mathrm{v}} = 700$ бар, $S_{\mathrm{Hmax}} = 670$ бар, $S_{\mathrm{hmin}} = 450$ бар), показанного на рис. 10.4, а, вес бурового раствора величиной около 300 бар (бурение при небольшой депрессии) достаточен для бурения стабильной субвертикальной скважины, но более высокий вес бурового раствора требуется для достижения стабильности наклонных скважин, в зависимости от ориентации. Однако более нестабильные ориентации (горизонтальные скважи-



(а) (б) (в)

Рис. 10.4. Влияние траектории скважины и состояния напряжений на стабильность ствола. Используемые параметры аналогичны принятым в расчетах на рис. 8.2. Рисунки показывают давление бурового раствора (кг/м^3), требуемое для бурения стабильной скважины (максимальная ширина вывалов 30° для относительно прочных пород, с прочностью на одноосное сжатие $\sim$ 500 бар) как функцию ориентации скважины на глубине 3 км для гидростатического порового давления. (а) Сбросовый режим напряжений, (б) сдвиговый режим и (в) надвиговый режим

ны, пробуренные параллельно S_{Hmax} или S_{hmin}) требуют баланса веса бурового раствора с поровым давлением (320 бар). В этом случае сочетание относительно высокой прочности породы (500 бар) и относительно низких напряжений, ассоциируемых со сбросовым режимом, делают легко достижимым бурение стабильных скважин почти любой ориентации. Для сдвигового режима напряжений ($S_{\mathrm{Hmax}} = 1\,050$ бар, $S_{\mathrm{v}} = 700$ бар, $S_{\mathrm{hmin}} = 450$ бар), показанного на рис. 10.4, б, ясно, что для всех ориентировок, за исключением с высоким отклонением от вертикали, параллельных S_{Hmax}, требуется вес бурового раствора 400–420 бар (соответствующий $\sim 1\,280$ кг/м^3) для достижения требуемой степени стабильности. Так как напряжения больше по величинам и более анизотропны, чем для случая сбросового режима, траектория скважины имеет более важное влияние на стабильность ствола. Для надвигового режима напряжений ($S_{\mathrm{Hmax}} = 1\,450$ бар, $S_{\mathrm{hmin}} = 1\,250$ бар, $S_{\mathrm{v}} = 700$ бар), показанного на рис. 10.4, в, требуется еще больший вес бурового раствора для всех ориентаций скважин, в связи с очень большими величинами напряжений. Наиболее нестабильными скважинами (то есть, требующими наивысшего веса бурового раствора) являются близкие к вертикали (отклонение от вертикали менее 30°), требующие вес бурового раствора $\sim$ 520 бар ($\sim 1\,620$ кг/м^3) для достижения требуемой степени стабильности. Буровой раствор с меньшим весом может использоваться для достижения требуемой степени стабильности для траектории скважины с большим отклонением от

вертикали. Наиболее стабильными являются скважины с высоким отклонением от вертикали, бурящиеся в направлении S_{Hmax}.

Практический пример применения принципов, иллюстрированных на рис. 10.4, может быть рассмотрен для случая наклонной скважины в Мексиканском заливе, которая бурилась с комбинированной траекторией на юго-восток. На некоторой глубине скважина не могла дальше буриться (и не достигла целевой залежи), в связи с тем, что вес бурового раствора, необходимый для стабилизации скважины, превысил минимальное главное напряжение. Другими словами, оператор увеличил вес бурового раствора, в попытке стабилизировать разрушение стенок скважины, и циркуляция была потеряна по причине превышения веса раствора над минимальным главным напряжением. Разработка геомеханической модели позволила нам создать диаграмму, показанную на рис. 10.5, для глубины, на которой была встречена проблема со стабильностью ствола. Из данной диаграммы видно, что невозможно бурить скважину с большим отклонением от вертикали с юго-восточной (или северо-западной) траекторией на данной глубине. Напротив, возможно бурение скважины с большим отклонением от вертикали на юго-запад или северо-восток. Причиной сильного влияния направления бурения в этом случае, на интересующей глубине, является значительная разница между максимальным и минимальным горизонтальным главным напряжением. При S_{hmin} меньше S_{v}, как ожидается на этой площади с активными сбросами, S_{Hmax} было определено приблизительно равным S_{v}.

Так как не было серьезных проблем со стабильностью ствола скважины на меньших глубинах, была разработана траектория для этой скважины (показанная на рис. 10.6, а, б в плане и в разрезе), которая позволила избежать бурения в проблематичных направлениях на глубинах, где скважина становится нестабильной. Ключом к получению соответствующей траектории было поддержание общего направления скважины на юго-восток (направление от платформы до целевой залежи), но локальная траектория на глубине, где встретились проблемы со стабильностью ствола (то есть на глубине расчета рис. 10.5), была на юго-запад. Скважина была успешно завершена с траекторией, аналогичной рис. 10.6. Следует отметить, что успешная траектория скважины не была значительно длиннее и не имела существенно большего наклонна, чем исходная скважина. Для этого необходимо рассматривать траекторию скважины в трех измерениях. В традиционных траекториях с фиксированным углом путь скважины находится в вертикальной плоскости. С поворотом этой плоскости с глубиной, длина скважины может быть в значительной мере та же, но азимут скважины на глубине отличается от азимута на небольшой глубине.

Другая иллюстрация значимости траектории скважины на стабильность ствола показана на рис. 10.7, где мы сравнили стабильности стволов, прогнозируемые на основе полученного состояния напряжений, и данными действительного бурения на месторождении в предгорьях Анд, в Южной Америке (Zoback, Barton, 2003). Мы разделили скважины на три категории, в зависимости от времени бу-

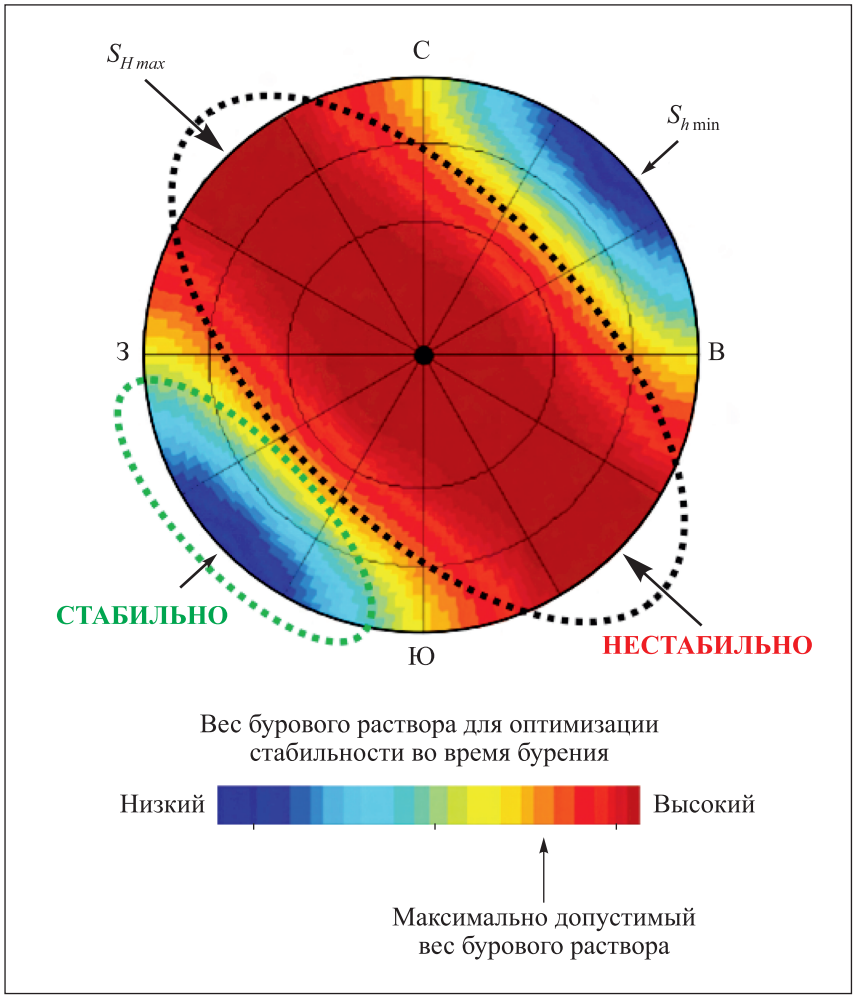
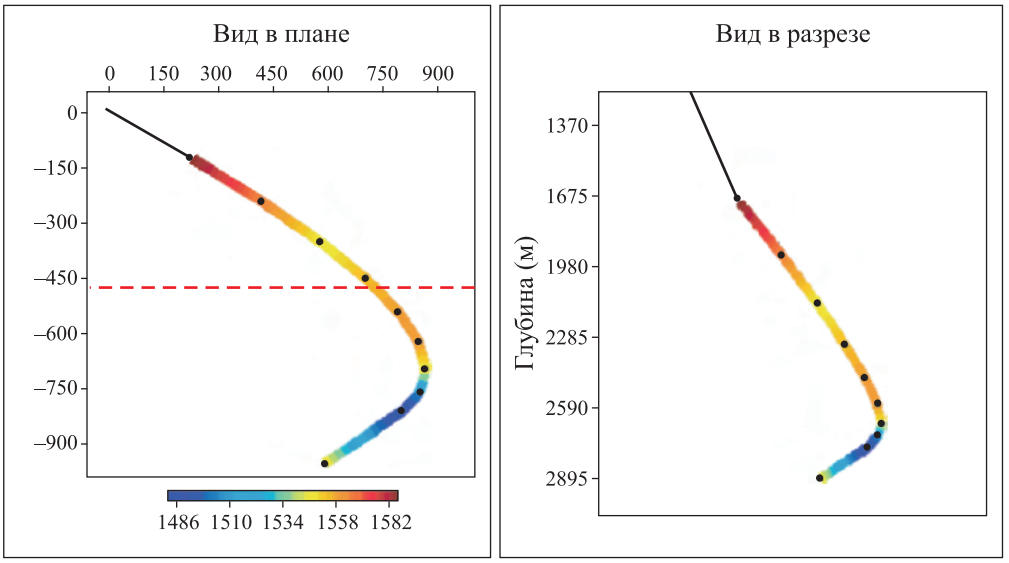


Рис. 10.5. Для морской скважины Мексиканского залива, субвертикальное направление и наклон к северо-западу или юго-востоку требует не реализуемо высокого веса бурового раствора (то есть превышения градиента гидроразрыва) для достижения требуемой степени стабильности ствола. В противоположность, скважины с большим отклонением от вертикали на юго-запад или северо-восток являются относительно стабильными

рения каждой скважины: скважины, бурящиеся менее 20 дней, считаются как не проблематичные; скважины, занимающие более 20 дней, считаются как проблематичные и скважины, требующие больше 30 дней, считаются как очень проблематичные. На рис. 10.7 мы сравнили прогнозируемую ширину разрушений с результатами бурения (времени бурения) как функцию направления бурения для всех скважин месторождения.

Прогнозируемая ширина разрушений, показанная на рис. 10.7, хорошо коррелируется со временем, затраченным на бурение. В соответствии с нашим про-



(а) (б)

Рис. 10.6. Два вида траектории скважины, представляющие преимущество принципов, демонстрируемых на рис. 10.5. Поворотом скважины на юго-запад в проблематичном интервале может достигаться стабильность ствола при весе бурового раствора меньше чем градиент гидроразрыва. Цвет указывает на вес бурового раствора (кг/м^3), требуемый для стабилизации скважины на заданной глубине

гнозом, субвертикальные скважины с отклонением от вертикали менее 30°, имеют вывалы шириной менее 90° и поэтому имеют только незначительные проблемы со стабильностью. Скважины с высоким отклонением от вертикали, пробуренные на ССВ-ЮЮЗ, имеют вывалы с большей шириной, что объясняет, почему скважины, имеющие данное направление были проблематичны (бурение более 30 дней). Наиболее стабильное направление бурения параллельно S_{Hmax} ($\sim 100°/280°$) с высоким отклонением от вертикали (субгоризонтальные). Горизонтальная скважина, пробуренная по азимуту 55°, казалось должна быть неустойчивой, но она была пробурена без проблем и еще в нестабильном направлении. Однако вес бурового раствора, используемого на данной скважине, был выше 1 200 кг/м^3, применяемого в расчетах и допустимого для других скважин. Это решение было принято после определения ориентации и величин главных напряжений в залежи, на основе описанных в книге методик. Большая часть денег могла быть сохранена, если это было бы выполнено раньше.

В то время как, бурение с весом бурового раствора выше порового давления в пласте, является общей практикой (и для случаев, где стабильность скважин не является серьезной проблемой), во многих случаях будет привлекательным бурение на *депрессии*, когда вес бурового раствора меньше порового давления. Это наиболее привлекательно для случаев, в которых существует потенциаль-

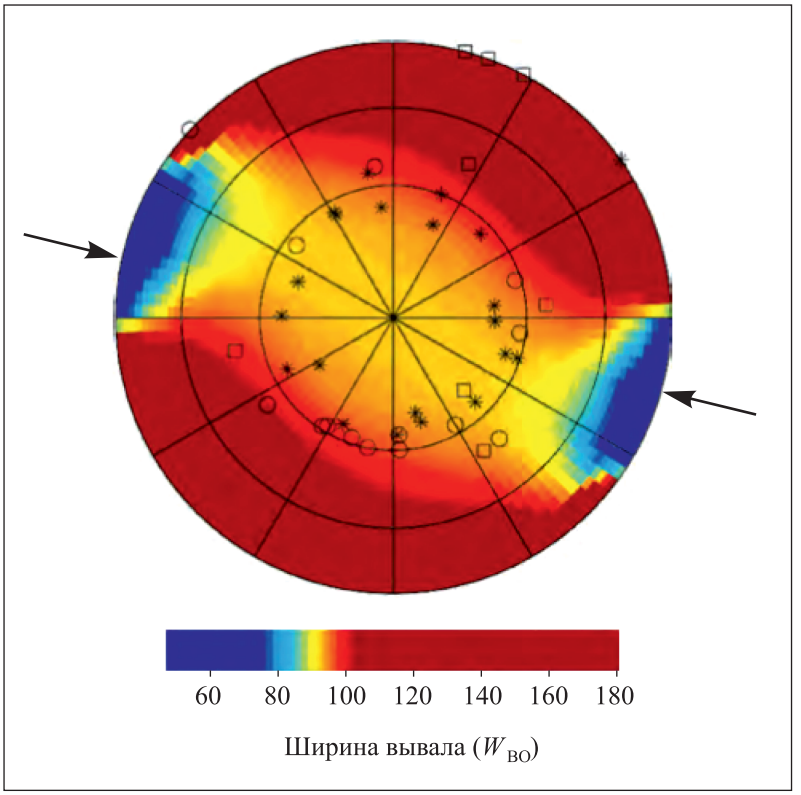
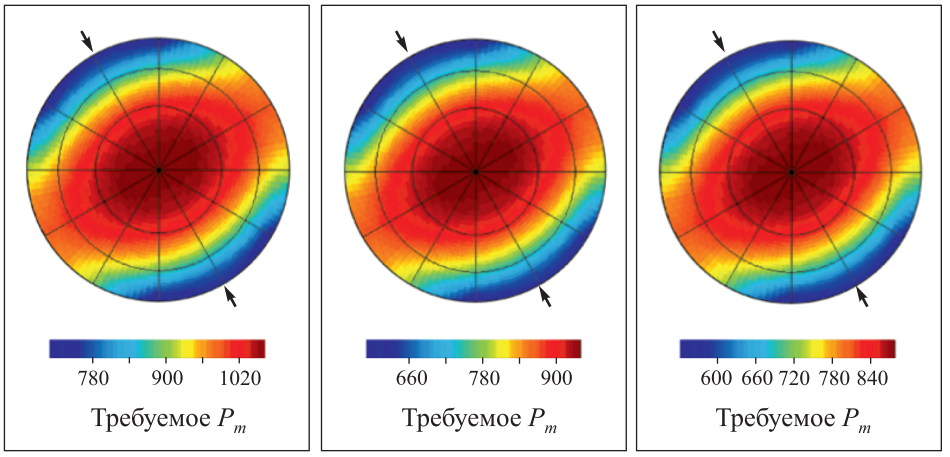


Рис. 10.7. Иллюстрация значимости направления бурения на его успешность (Zoback, Barton, 2003). Рисунок показывает модельную ширину вывалов в глинах нефтяного месторождения в Южной Америке на вертикальной глубине 2 195 м, как функцию направления бурения, принимая вес бурового раствора 1 200 кг/м^3 и $C_0 = 172$ бар. Общий периметр разрушений ствола скважины равен двойной ширине вывала. Символы иллюстрируют количество дней, затраченных на бурение соответствующих скважин, которые измеряют буровые проблемы, ассоциируемые со стабильностью стволов. Звездочки обозначают скважины, не являющиеся проблематичными (меньше 20 дней), круги обозначают отчасти проблематичные скважины (20–30 дней) и квадраты обозначают очень проблематичные скважины (более 30 дней). Цветовая шкала от допустимой ширины вывала (70°, синий цвет), при которой разрушено меньше половины окружности ствола, до интенсивной величины разрушения, соответствующей разрушению более половины окружности ствола (ширина вывала более 100°, темно красный цвет)

ная возможность повреждения проницаемости пласта, благодаря проникновению фильтрата бурового раствора. Однако, так как бурение на репрессии улучшает стабильность стволов, бурение на депрессии может сильно навредить стабильности ствола при низкой прочности породы или высоких внешних напряжениях. Рис. 10.8 демонстрирует это для скважины в Южной Америке, где рассматривалось бурение на депрессии и поровое давление является гидростатическим (994 кг/м^3). Рис. 10.8, а показывает вес бурового раствора, требуемый для до-



(а) (б) (в)

Рис. 10.8. Стабильность ствола скважины как функция веса бурового раствора. На каждом рисунке все параметры одинаковы, за исключением прочности породы. Для прочности на одноосное сжатие (UCS) 483 бар (а) требуется вес бурового раствора $\sim 1{,}030$ кг/м^3 (легкая репрессия) для достижения требуемой степени стабильности субвертикальных скважин (наиболее нестабильная ориентация). Для прочности 552 бар (б) требуемая степень стабильности может быть достигнута при весе бурового раствора ~ 958 кг/м^3 (легкая депрессия). При прочности 621 бар (в) стабильная скважина может буриться при весе бурового раствора ~ 875 кг/м^3 (значительная депрессия)

стижения требуемой степени стабильности ствола для породе с прочностью на одноосное сжатие (UCS) 483 бар. Рис. 10.8, б показывает то же самое для породы с прочностью 552 и 621 бар. На рис. 10.8, в отмечается, что при прочности пород 621 бар, вес бурового раствора существенно ниже гидростатического, который может использоваться для скважин с любой ориентацией без проблем со стабильностью стволов. Фактически, большинство направлений нестабильного бурения в этом случае являются субвертикальными и вес бурового раствора 875 кг/м^3 (на 120 кг/м^3 ниже гидростатического) может использоваться при бурении и скважины будут стабильными. Для прочности породы 552 бар (рис. 10.8, б), скважины с отклонением от вертикали менее 30° могут успешно буриться с весом бурового раствора слегка меньше гидростатического. Однако если прочность породы составляет 483 бар, рис. 10.8, а показывает, что большинство траекторий скважин требуют легкое превышение веса бурового раствора над гидростатическим давлением.

Количественная оценка рисков

Одним из путей оценки взаимосвязи веса бурового раствора, траектории скважины и разрушений ствола являются расчеты методом проб и ошибок, иллюстрированные на рис. 10.8, но более эффективной технологией является ко-

личественная оценка рисков (КОР/QRA). Как описано в работах Ottesen, Zheng (1999) и Moos, Peska (2003), КОР/QRA позволяет рассмотреть влияние неопределенности одного параметра на стабильность ствола скважины в представлении веса бурового раствора, требуемого для достижения необходимой степени стабильности ствола. В случае бурения на депрессии, нас обычно интересует насколько можно снизить вес бурового раствора без неблагоприятного действия на стабильность скважины. В общем, КОР/QRA позволяет нам формально рассмотреть неопределенности, ассоциируемые с любыми параметрами, действующими на стабильность стволов скважин.

На рис. 10.9 показан пример приложения КОР, где неопределенности во входных параметрах представлены в виде функций плотности вероятности (Moos, Peska, 2003), которые определены посредством минимальных, максимальных и наиболее вероятных величин каждого параметра. Показанные функции плотности вероятности являются кривыми нормального или логнормального распределения, в зависимости от симметрии минимальных и максимальных величин (S_{v}, S_{Hmax}, S_{hmin}, P_p) или асимметрии (как показано для C_0) относительно наиболее вероятной величины. В обоих случаях, форма распределения функции определяется предположением, что 99 % возможных величин лежат между максимальной и минимальной исходной величиной.

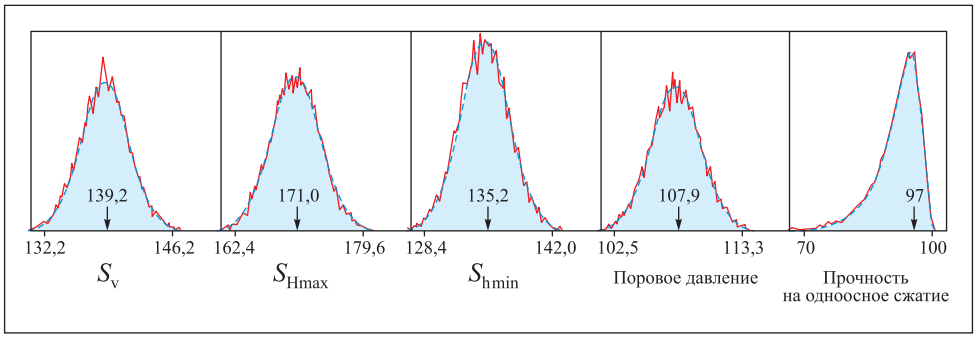
После определения исходных неопределенностей могут быть построены поверхности откликов для разрушения ствола скважины (рис. 10.10) и определено давление потери циркуляции (не показано). Эти поверхности отклика принимаются в виде квадратичных полиноминальных функций индивидуальных входных параметров. Их неизвестные коэффициенты определяются на основе технологии линейной регрессии, которая используется для приближения поверхностей теоретических величин разрушения стволов к давлениям потери циркуляции. Теоретические величины рассчитываются для множественных комбинаций исходных величин, которые выделяются в соответствии с матрицей представительности, основанной на минимальных, максимальных и наиболее вероятных величинах. Вычисления подразумевают упругое поведение породы до точки разрушения. Рассмотренный случай аналогичен приведенному примеру на рис. 10.8. Отмечается, что интервал неопределенностей, ассоциируемых с S_{v}, S_{Hmax}, S_{hmin} и P_p, имеет относительно маленький эффект на вес бурового раствора, необходимый для достижения требуемой степени стабильности ствола. Обратный эффект наблюдается для прочности пород. При увеличении прочности пород, величина веса бурового раствора, необходимая для бурения стабильной скважины, заметно уменьшается. Отметим, что при прочности породы менее 483 бар, вопрос бурения этой скважины на депрессии не рассматривается.

Необходимо отметить, что поверхности отклика, такие как на рис. 10.10, различны для каждого конкретного случая. В то время как прочность породы всегда является существенным фактором при бурении на депрессии, в других случаях величины главных напряжений или поровое давление могут также достаточ-

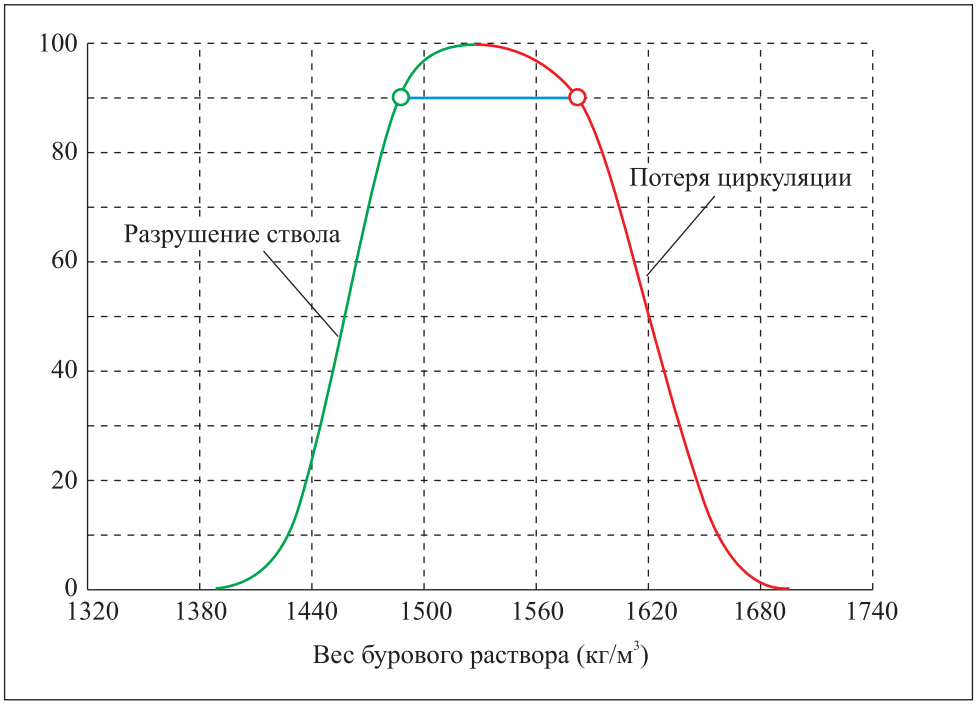
но важно. Некоторые из этих зависимостей интуитивно понятны. Величина S_{v} очень важна при рассмотрении стабильности горизонтальной скважины, но менее важна для случая вертикальной скважины. Если горизонтальная скважина бурится в направлении S_{Hmax}, его величина будет иметь относительно небольшое влияние на вес раствора, необходимый для стабилизации скважины. В случае вертикальной скважины величина S_{Hmax} всегда очень важна для стабильности ствола, но не его направление. В случае наклонных скважин, величина и направление S_{Hmax} являются важными факторами. В целом, анализ чувствительности, показанный на рис. 10.10, полезен для управления наборами данных (в будущих скважинах или в реальном времени) для уменьшения неопределенности геомеханических моделей, давая оценку важности лабораторных определений прочности пород и т. д.

После определения поверхностей отклика, выполняется моделирование методом Монте-Карло для установления неопределенностей в разрушении скважины и давлении потери циркуляции. Рис. 10.9, б показывает кумулятивную вероятность предохранения от разрушения ствола скважины (нижняя граница кривой слева) и кумулятивную вероятность предохранения от потери циркуляции (верхняя граница кривой, показанной справа) как функции веса бурового раствора на интересующей глубине. Горизонтальная линия иллюстрирует интервал весов бурового раствора, которые одновременно обеспечивают как минимум на $90\,\%$ уверенное предохранение от разрушения и потери циркуляции (операционное окно бурового раствора). Это происходит в связи с тем, что более чем на $90\,\%$ уверенное предохранение от разрушения обеспечивается весом бурового раствора выше $1\,486$ кг/м^3 (например, вес бурового раствора $1\,498$ кг/м^3 обеспечивает более чем на $95\,\%$ уверенное предохранение от разрушения). Вместе с тем, $90\,\%$ уверенное предохранение от потери циркуляции обеспечивает вес бурового раствора менее чем $1\,575$ кг/м^3 (например, для веса раствора $1\,557$ кг/м^3 минимум $97\,\%$ уверенное предохранение от потери циркуляции). Анализ результатов показывает, что оптимальная стабильность может быть достигнута применением веса бурового раствора близкого к нижней границе $1\,486$ кг/м^3 и указывает на маленькую вероятность потери циркуляции пока ЭЦП ниже $1\,569$ кг/м^3.

Для случая иллюстрированного на рис. 10.8, рис. 10.11 показывает распределение величин прочности пород и функцию логнормального распределения, которая дает приближение этим величинам. В этом случае, прочность была определена по технологиям, основанным на ГИС, как описано в главе 4. Наиболее вероятная величина прочности равна 483 бар, но наблюдается широкое распределение величин, полученных по алгоритму оценки прочности. Также возможны некоторые опасности использования в КОР анализе распределения прочности типа, показанного на рис. 10.11. Причиной этого является то, что, в то время как $\sim 75\,\%$ интервала скважины, буримой на депрессии, может иметь прочность больше 483 бар, значительная часть скважины показывает наличие прочности менее 483 бар. Следовательно, в данном случае, могут быть значительные про-



(а)



(б)

Рис. 10.9. (а) Функции плотности вероятности (сглаженные, закрашенные кривые) и дискретные величины, используемые в КОР анализе (зубчатая линия), как определено минимальными, наиболее вероятными и максимальными величинами напряжений, порового давления и прочности пород. Эти величины неопределенностей в исходных параметрах необходимы в расчете лимитов веса бурового раствора для исключения нестабильности ствола скважины. Результирующая минимальная (определенная в единицах вероятности предохранения по ширине вывала, относительно порога разрушения) и максимальная (для предохранения от потери циркуляции) границы плотности бурового раствора на данной глубине. Горизонтальный отрезок охватывает интервал весов бурового раствора, который обеспечивает более 90 % вероятности предохранения от такого исхода — результирующий минимальный вес бурового раствора 1 486 кг/м^3 и ширина окна 90 кг/м^3 (Moos, Peska, 2003)

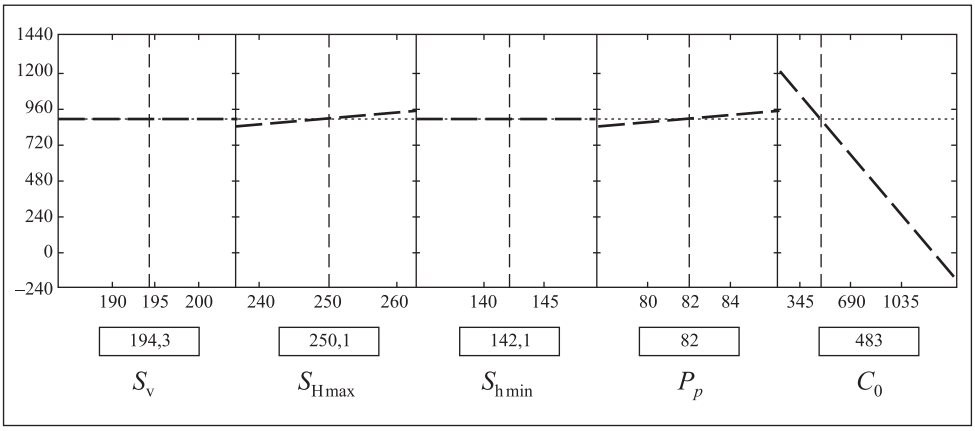


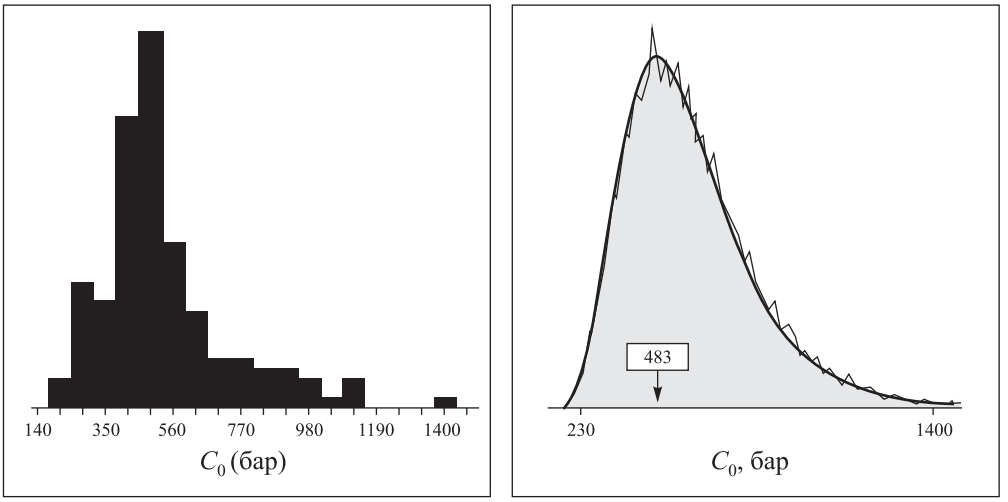
Рис. 10.10. Поверхности отклика, которые иллюстрируют чувствительность прогноза веса бурового раствора, выраженного в кг/м^3, ассоциируемого с неопределенностью каждого параметра, как показано на рис. 10.9, а (Moos, Peska, 2003)

блемы, ассоциируемые с бурением на депрессии. В основном, в данном типе анализа, лучше рассматривать статистические распределения прочности пород в наиболее непрочных интервалах.

Используя распределение прочности на рис. 10.11 и поверхности отклика, показанные на рис. 10.10, вероятности успешного бурения с депрессией 120 кг/м^3 показаны на рис. 10.12 для двух различных объектов по стабильности — ограничивающих ширину вывалов величиной 60° в первом случае, и более консервативной величиной 30°, во втором случае. В первом случае имеем 62 % шанса на успех (поддерживаемая ширина вывалов 60°), при бурении с депрессией 120 кг/м^3, и слегка ниже ($\sim$ 55 %) шанс на успех во втором случае (поддерживаемая ширина вывалов 30°), при такой же депрессии. Рассматривая совместно, первый случай кажется относительно более безопасным, чем второй, но это просто по причине использования менее строгого критерия стабильности. При рассмотрении комментариев относительно распределений прочности пород, извлеченных из анализов прочности (рис. 10.11), бурение с небольшой репрессией бурового раствора будет существенно более стабильным, чем бурение на депрессии.

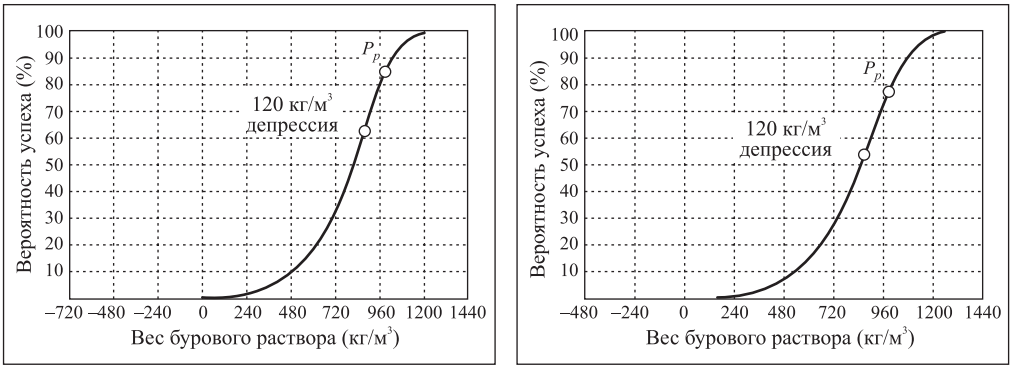
Роль анизотропии прочности пород

В главе 4 мы рассмотрели концепцию анизотропии прочности пород в результате присутствия ослабленных плоскостей напластования в глинах (рис. 4.12 и 4.13) и в главе 6 мы показали, как присутствие таких плоскостей является причиной формирования широких *двухдольчатых* вывалов с каждой стороны стенки скважины (рис. 6.16). В данном разделе приводятся два случая, рассматриваю-



(а) (б)

Рис. 10.11. (а) Распределение прочностей пород (определенных по анализу ГИС) для случая, рассмотренного на рис. 10.8. Отмечается широкий разброс величин прочности. Наиболее вероятная прочность ~ 483 бар с более высокой прочностью в большей части. (б) Логнормальное статистическое представление данных по прочности пород, показанных на рисунке (а) (Moos, Peska, 2003)



(а) (б)

Рис. 10.12. Кумулятивная функция распределения вероятности стабильного ствола скважины для секции скважины, предлагаемой к бурению на депрессии, используя выбранную ширину вывалов (а) 60° и (б) 30°. Для сравнения показано гидростатическое поровое давление (Moos, Peska, 2003)

щих анизотропию прочности и доказавших ее важное влияние на контроль стабильности стволов скважин.

В первом случае, бурение протяженных скважин велось на площади с субгоризонтальным залеганием слоев и относительно небольшой анизотропией напряжений. Отмечались несколько случаев разрушения стволов при бурении сек-

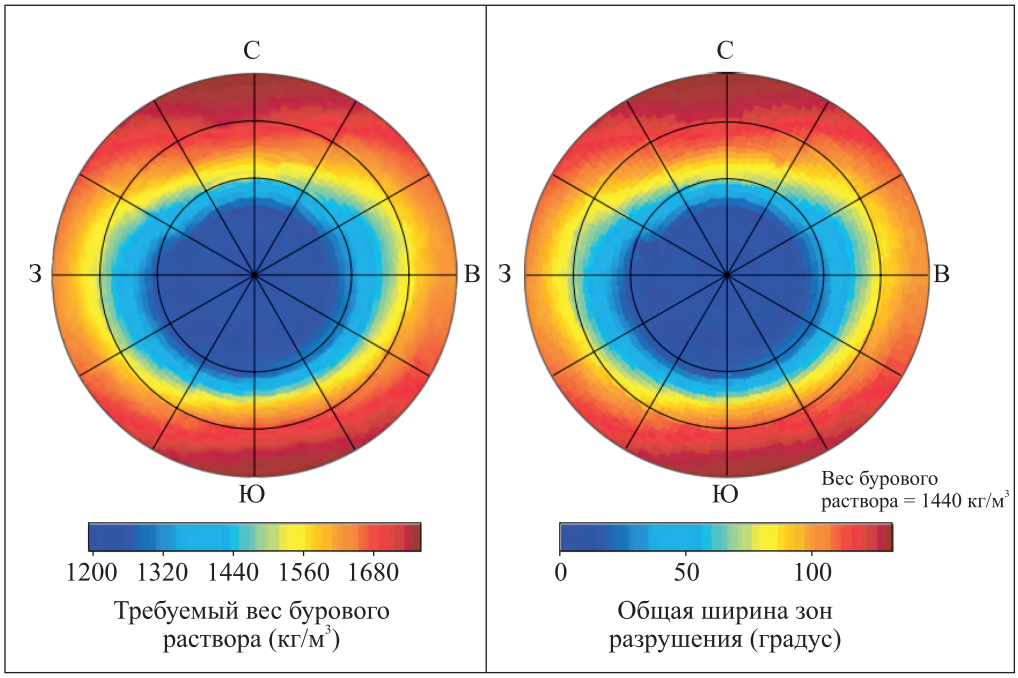
ций скважин с большим отклонением от вертикали и весом бурового раствора 1 440 кг/м^3, при вскрытии толстой пачки глин, непосредственно залегающих над залежью. Первоначально рекомендовалась замена водного раствора на раствор с нефтяной основой, в связи с тем, что предполагалась проблема, связанная с химическим взаимодействием между раствором и глиной (аналогично случаю, показанному на рис. 6.18), так как активность бурового раствора была выше активности пластового флюида.

Построение и калибровка геомеханической модели для пластов, в которых имеет место влияние напластования на стабильность ствола, позволяет нам определить: возможно ли разрушение ствола в скважине с большим отклонением от вертикали ($\sim 60°$), понять это явление в терминах механики разрушения стволов и найти комбинации весов бурового раствора и траекторий стволов, которые позволят бурить скважину через нестабильные секции разреза. Рис. 10.13 иллюстрирует роль траектории и веса бурового раствора на стабильность ствола скважины. На рис. 10.13, а показан вес бурового раствора, требуемый для ограничения ширины вывалов до $60°$ в проблематичных пачках глин, величины, которая позволит стабилизировать скважину для успешного бурения. В связи с низкой анизотропией напряжений и небольшим падением формаций, рисунки почти симметричны. Таким образом, почти при любом азимуте и угле отклонения от вертикали до $30°$, для поддержания выбранной степени стабильности ствола, достаточно иметь вес бурового раствора около 1 200 кг/м^3. Однако при $60°$ необходим буровой раствор весом 1 620–1 680 кг/м^3. Поэтому встречались некоторые проблемы стабильности стволов в скважинах с большим отклонением от вертикали при использовании раствора весом 1 440 кг/м^3. В связи с субгоризонтальным залеганием слоев, ослабленные плоскости напластования имеют влияние на стабильность стволов только при бурении скважин с большим углом отклонения от вертикали.

Решение для бурения стабильной скважины, таким образом, достаточно очевидно. Можно поддерживать выбранную траекторию и повышать вес бурового раствора или набрать угол на небольших глубинах и провалиться через проблематичные глины на небольших углах. Как отмечалось, оператор не хотел повышать вес бурового раствора более 1 440 кг/м^3. Рис. 10.13, б показывает влияние этого в отношении ожидаемой степени нестабильности ствола как функции траектории скважины. Вывод по этому рисунку в значительной степени аналогичен выводу по рис. 10.13, а. При бурении скважин с относительно небольшим отклонением от вертикали (меньше $30°$–$40°$) ожидается только небольшая степень разрушений (вывалы шириной $50°$–$60°$), тогда как при больших отклонениях разрушение ствола более значительно.

Рис. 10.14 иллюстрирует, как ослабленные плоскости напластования могут влиять на стабильность ствола скважины в других геологических условиях. В этом примере мы рассмотрим бурение через круто падающие глины в предгорьях Анд, в Колумбии, на площади со значительной анизотропией напряжений

(Willson, Last, 1999). Субвертикальная скважина испытала сильные механические повреждения, совместно с большим увеличением диаметра скважины в особенно проблематичной секции глин. Использовался буровой раствор на нефтяной основе, таким образом, химическое влияние на прочность пород было исключено. Интересно, что был отмечен *возврат к номинальному* диаметру скважины после пересечения разлома, даже в той же формации. Выше разлома скважина была довольно нестабильна, а ниже разлома она гораздо более стабильна. После разработки комплексной геомеханической модели (на основе анализа данных по множественным скважинам месторождения) «вскрытие» проблематичной скважины показало, что смещение по ослабленным плоскостям напластования послужило причиной значительной нестабильности ствола выше разлома. Скважина становилась более стабильной после пересечения разлома, в связи с сильным изменением падения пластов, которое больше не влияло на степень разрушения ствола.



(а) (б)

Рис. 10.13. Бурение через субгоризонтальные ослабленные плоскости напластования проблематично только в случае отклонения ствола скважины от вертикали на угол более 30°. В связи с низкой анизотропией напряжений отмечается относительно низкая разница в стабильности при различных азимутах. Показан вес бурового раствора, требуемый для достижения приемлемой степени разрушений (а) или ширина зоны разрушения при весе раствора 1 440 кг/м^3 (б)

Это явление иллюстрируется на рис. 10.14, показывающем требуемый вес бурового раствора для ограничения ширины вывалов величиной 60°. Сильная асимметрия на этих рисунках обусловлена крутым падением пластов и анизотропией поля напряжений. Верхний рисунок представляет формацию выше разлома, где падение пластов на юго-восток под углом 60°. Он показывает, что относительно низкий вес раствора (менее $1\,200$ кг/м^3) может использоваться только при бурении скважин с отклонением от вертикали на угол более 30° на северо-запад (или горизонтальные скважины на юго-восток). Это происходит в связи с тем, что при бурении ортогонально к напластованию (полюса к плоскостям напластования показаны красными точками), ослабленные плоскости напластования не влияют на разрушение. Так как рассматриваемая скважина бурилась приблизительно вертикально (зеленая точка), для стабилизации скважины выше разлома требовался буровой раствор с весом минимум $1\,380$ кг/м^3. Применялся буровой раствор с меньшим весом, ширина вывалов была слишком большой и скважина стала нестабильной. Ниже разлома (нижняя часть рис. 10.14) падение пластов под углом около 30° на запад. Для этой ситуации субвертикальная скважина имеет относительно стабильное направление, в связи с тем, что плоскости напластования при таком падении не влияют на стабильность ствола скважины.

Взаимодействие бурового раствора с породой

Как рассматривалось в главе 6, при бурении на растворе с водной основой глины имеют тенденцию к большей нестабильности, чем пески или карбонаты, в связи с тем, что химическое взаимодействие может явиться причиной значительного уменьшения эффективной прочности некоторых глин. Два эффекта вносят вклад в эту проблему. Во-первых, это осмотическая диффузия (перенос воды из зоны с низкой минерализацией воды в зоны с высокой минерализацией), что является причиной диффузии воды из бурового раствора с низкой минерализацией в пласт, через мембрану, сформированную на границе раствор-порода. Во-вторых, это химическая диффузия (перенос специфичных ионов из зон высокой концентрации в зоны с низкой концентрацией).

При минерализации водной фазы бурового раствора меньшей, чем минерализация порового флюида в пласте, осмотическая диффузия является причиной набухания и разупрочнения глин благодаря повышению внутреннего порового давления. Поэтому, одно решение относительно нестабильности глин, заключается в увеличении минерализации водной фазы бурового раствора, что работает в некоторых случаях. Улучшение эффективности мембраны помогает ограничить эффект химической диффузии, которая разупрочняет глины посредством ионного обмена с буровым раствором.

В расчете величины давления, генерируемого осмотической диффузией, параметром, используемым для выбора соответствующей минерализации, является

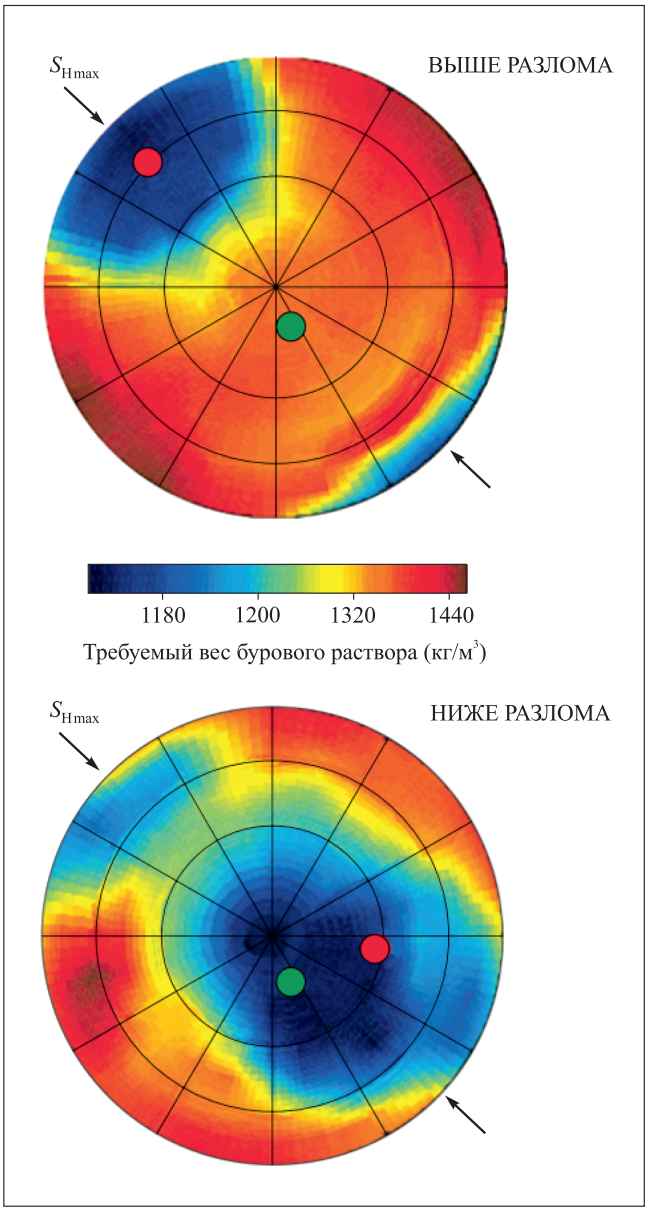


Рис. 10.14. При крутом падении плоскостей напластования, азимут и угол отклонения скважины от вертикали имеют сильное влияние на стабильность ствола (Willson, Last, 1999). (а) Диаграмма стабильности ствола скважины выше разлома, на глубине около 4 500 м, где падение плоскостей напластования (полюса к плоскостям напластования показаны красными точками) было такое, что бурение субвертикальной скважины было достаточно проблематично. Бурение ортогонально к плоскостям напластования (для компенсации влияния напластования на прочность) будет требовать большое отклонение от вертикали на северо-запад. (б) Ниже разлома изменяется падение пластов, так, что субвертикальная скважина является стабильной

так называемая активность флюида. Активность (которая есть отношение давления насыщенного пара над чистой водой к давлению насыщенного пара над исследуемым раствором) варьируется от нуля до единицы. Типичные буровые растворы на водной основе имеют активность между $0{,}8$ и $0{,}9$. Типичные глины в областях, аналогичных Мексиканскому заливу, имеют активность поровых флюидов между $0{,}75$ и $0{,}85$, основываясь на экстраполяции лабораторных измерений. Отсюда, использование *типичных* буровых растворов в *типичных* глинах ожидаемо является причиной увеличения порового давления в глинах, приводящего к набуханию, разупрочнению и развитию размывов.

Mody, Hale (1993) опубликовали следующее уравнение для описания увеличения порового давления в результате контраста активностей флюидов:

$$\Delta P = E_m \times (RT/V) \times \ln(A_p/A_m) \tag{10.1}$$

Если ΔP отрицательное, это означает, что вода будет втягиваться в глины. Здесь R — универсальная газовая постоянная, T — температура в градусах Кельвина и V — молярный объем воды (л/моль). Уменьшение активности бурового раствора часто ослабляет набухание глин, в связи с тем, что ΔP будет положительным, если A_p (активность порового флюида) больше A_m (активность бурового раствора), и вода будет вытягиваться из глин при этих условиях. Параметр E_m — эффективность мембраны, которая определяет близость к идеальной мембране. Подробнее, это отношение изменения давления через идеальную мембрану благодаря разности активностей флюидов, к реальной разности давлений на исследуемой мембране, и может быть измерено в лаборатории для различных комбинаций пород и растворов. Эффективность мембраны зависит от химии раствора, концентрации растворимых компонентов и других свойств; растворы на нефтяной основе имеют почти идеальную эффективность, тогда как растворы на водной основе, в основном, имеют очень низкую эффективность. Некоторые недавно разработанные синтетические растворы на водной основе имеют высокую эффективность, позволяя бурить без нестабильности стволов и без вредного влияния на окружающую среду, ассоциируемого с растворами на нефтяной основе. Рис. 6.18, а показывает взаимосвязь между эффективностью мембраны, активностью бурового раствора и степенью разрушения (шириной разрушенной зоны) для глин с нормальной активностью порового флюида $0{,}8$. Более высокая активность бурового раствора, чем порового флюида в глинах, является причиной увеличения ширины вывалов, тогда как прогнозируемая ширина вывалов меньше для раствора с меньшей активностью.

Модель, описанная уравнением (10.1), не зависит от времени. Однако некоторые глины, известны временным развитием нестабильности, приходя к своим характеристикам за 5 или 10 дней и т.д. Модели временных зависимостей были разработаны для прогноза вариаций порового давления как функции времени и положения вокруг ствола скважины. Они являются одновременно химоупругими и поро-упругими (они рассчитаны для взаимодействия между поро-

вым давлением и напряжениями, также как для химического влияния на поровое давление). Результаты позволяют выбрать вес бурового раствора для конкретной активности раствора или активность раствора для конкретного веса раствора. Рис. 10.15, а показывает график зависимости разрушения от времени для активности раствора 0,9. Как видно, разрушения увеличиваются со временем, и даже при высоком весе бурового раствора, близком к градиенту гидроразрыва 16 ppg, стабильность ствола поддерживается менее одного дня. С другой стороны, для активности бурового раствора 0,7 (рис. 10.15, б), увеличивается время до начала увеличения разрушений. Это позволяет выбрать вес бурового раствора, меньше градиента гидроразрыва, и еще обеспечить несколько дней для проведения работ. Важно отметить, что этот пример значительно отличается от приведенного на рис. 6.18, на котором, для случая, показанного на рис. 10.15, невозможно просто использовать увеличение веса раствора для компенсации разупрочняющего эффекта взаимодействия раствор-порода.

Максимизация градиента гидроразрыва

В главе 7 мы рассмотрели гидроразрыв и отметили, что в связи с экстремально высокой интенсивностью напряжений в концевых областях распространяющихся трещин гидроразрыва, при достижении трещиной длины около 1 м, прочность породы имеет незначительное влияние на давление, необходимое для распространения трещин. Поэтому, за исключением случая высокой вязкости флюидов, закачиваемых с большой скоростью, расширение трещин гидроразрыва будет встречаться при давлении очень близком к величине наименьшего главного напряжения. При бурении на площадях со значительно повышенным давлением, особенно при сбросовом режиме напряжений, таких как Мексиканский залив (схематично показано на рис. 1.4, г и для месторождения Monte-Cristo на рис. 2.2), достаточно трудно поддерживать давление бурового раствора на забое во время бурения, в узком окне между поровым давлением и S_{hmin}. Подобная проблема встречается при бурении через пески с высокой степенью истощения для достижения более глубоких горизонтов, в связи с уменьшением величины наименьшего главного напряжения, сопровождающей истощение (глава 12).

В данном разделе мы, следуя за работой Ito, Zoback (2001), обратимся к теоретической возможности бурения с весом бурового раствора, превышающим наименьшее главное напряжение, для случаев очень высокого порового давления (или высокого минимального веса раствора, необходимого для поддержания стабильности ствола). В действительности очевидно, что такая ситуация может встречаться. Следующее было отмечено крупной нефтяной компанией, проводящей бурение в Мексиканском заливе:

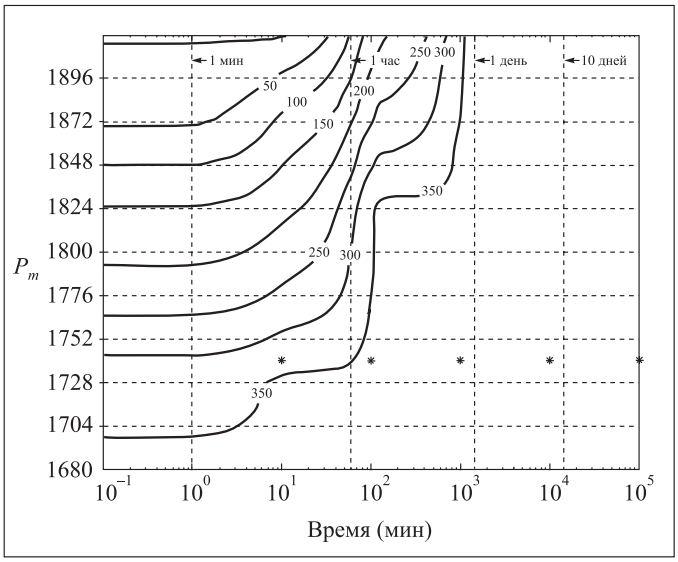
При бурении скважины с большим отклонением от вертикали и повышенным поровым давлением, отмечалась потеря циркуляции при ЭЦП/ECD

1 773 кг/м^3 по причине волнообразного повышения давления, во время попытки освобождения прихваченного каротажного зонда. Измеренная величина наименьшего главного напряжения на этой глубине составляла 1 557 *кг/м^3. Использовался материал предотвращения потери циркуляции (lost circulation material, LCM) для восстановления циркуляции при* 1 785 *кг/м^3 (*228 *кг/м^3 выше наименьшего главного напряжения). После восстановления циркуляции скважина бурилась до необходимой глубины с ЭЦП* $\sim$ 1 680 *кг/м^3 (на* 120 *кг/м^3 выше измеренного наименьшего главного напряжения).*

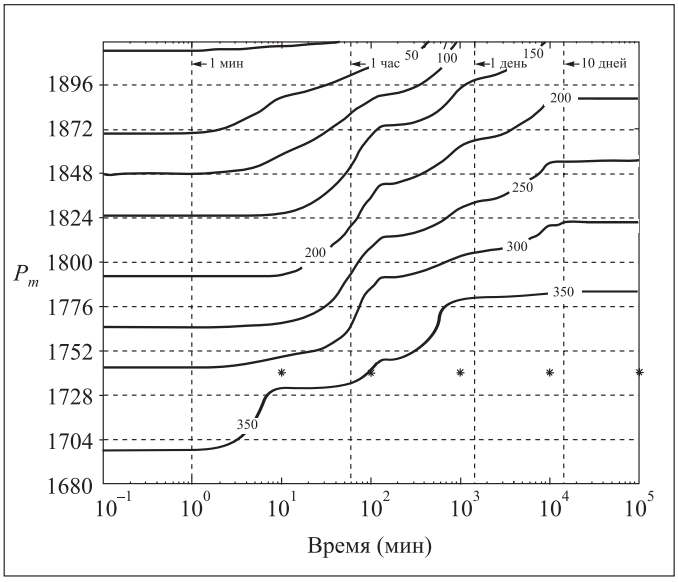
Мы вернемся к этому случаю и предложим объяснение возможности восстановления циркуляции и продолжения бурения с весом бурового раствора больше наименьшего главного напряжения.

Мы рассмотрим три критических давления в скважине: p_{frac}, p_{link} и p_{grow}. Для большинства скважин, наклонных относительно поля напряжений в пластовых условиях (рассмотренных в главе 8), трещины растяжения инициируются на стенках скважины при давлении, называемом p_{frac}. При росте этих трещин от ствола скважины, они стремятся повернуться в положение перпендикулярное наименьшему главному напряжению и соединиться при p_{link}. Если трещины соединились и повернулись перпендикулярно наименьшему главному напряжению, они распространяются вдаль от ствола скважины при p_{grow}. Обычно потеря циркуляции не может встречаться при давлении в скважине во время бурения, ниже p_{frac}. Однако даже если p_{frac} превышено и инициируются трещины растяжения на стенках скважины, распространение трещин (и конечно потеря циркуляции) будет ограничено до тех пор, пока давление ниже p_{link}, давления, требуемого для соединения множественных трещин растяжения вокруг ствола скважины. В конечном счете, если давление в скважине больше p_{link}, трещины не будут расти вдаль от скважины (и не будет значительной потери циркуляции) пока давление в скважине меньше p_{grow}, которое должно превышать (только незначительно) наименьшее главное напряжение. В основном, наше моделирование показало, что p_{frac} и p_{link} может быть максимизировано бурением скважин оптимальной ориентации и p_{grow} может быть максимизировано использованием «нефильтрующихся» буровых растворов, которые препятствуют давлению флюида достигнуть конца трещины.

Во-первых, рассмотрим p_{grow}, давление флюида в трещине, необходимое для распространения трещин вдаль от ствола скважины. Для упрощения, трещина моделируется как трещина в форме монеты, ориентированная по нормали к S_3. Распределение давления в трещине принимается за однородное, как показано на рис. 10.16, который подразумевает, что если имеется достаточный градиент давления, мы рассчитаем нижнюю границу величины p_{grow}. Однако мы должны принимать в расчет факт, что буровые флюиды содержат твердые частицы, которые могут препятствовать достижению давлением концов трещины, если твердые частицы эффективно закупоривают трещину, благодаря ее небольшой ши-



(а)



(б)

Рис. 10.15. Общая величина разрушений (угловой сектор окружности скважин) как функция времени и веса бурового раствора для глин. (а) Случай для активности порового флюида 0,8 при воздействии бурового раствора с активностью водной фазы 0,9. (б) Также как на (а), за исключением активности водной фазы раствора 0,7. При активности бурового раствора выше активности порового флюида в глинах, даже при очень высоком весе бурового раствора (градиент гидроразрыва 1 920 кг/м^3) обеспечивается устойчивость скважины менее чем на 1 день. При уменьшении активности раствора, вес раствора может уменьшаться для поддержания контроля над разрушением и увеличения рабочего времени. (Коррекция автора)

рине (Morita, Black, 1996). Таким образом, давление принимается однородным (при p_{grow}) за исключением зоны конца трещины, куда буровой флюид не дошел и давление остается равным поровому давлению P_p. Мы определим эти зоны как зону проникновения и зону непроникновения соответственно. Для этого случая Abe, Mura (1976) разработали теоретическую взаимосвязь между p_{grow}, P_p и S_3. Эта взаимосвязь определяется уравнением:

$$\frac{p_{\text{grow}} - S_3}{S_3 - P_p} = \frac{1}{1 - \sqrt{1 - \left(\frac{c_1}{c}\right)^2}} \left[\sqrt{1 - \left(\frac{c_1}{c}\right)^2} + \sqrt{\frac{\pi}{4c} \frac{K_{\text{IC}}}{S_3 - P_p}}, \right] \tag{10.2}$$

где K_{IC} — трещиностойкость породы; c и c_1 — радиус трещины и зоны проникновения, соответственно. Величина K_{IC} может быть пренебрежимо мала для трещин большого размера, таких как рассматриваемая трещина (см. рис. 4.21). Это приводит к следующему:

$$\frac{p_{\text{grow}}}{S_3} = \frac{1 - \frac{P_p}{S_3}\sqrt{1 - \left(\frac{c_1}{c}\right)^2}}{1 - \sqrt{1 - \left(\frac{c_1}{c}\right)^2}}. \tag{10.3}$$

Взаимосвязь между p_{grow}/S_3 и c_1/c, полученная по уравнению (10.3), приведена на рис. 10.17. Этот рисунок показывает, что присутствие зоны непроникновения способствует максимизации p_{grow}, давлению распространения трещин. Отмечается, что для относительно низких величин c_1/c (соответствующих значительной зоне непроникновения на концах трещины) и низкой величины P_p/S_3, давление распространения трещин может значительно превышать S_3. Напомним, это нижний предел p_{grow}; если градиент давления присутствует в трещине благодаря потоку флюида, p_{grow} будет даже больше. Однако если зона непроникновения представляет только около 5 % длины трещины и если P_p приближается к величине S_3 (случай повышенного порового давления), увеличение p_{grow} выше S_3 будет более скромным.

Fuh, Morita (1992) показали, что применение специальных защитных от потери раствора материалов, может расширить зону непроникновения и значительно увеличить давление распространения трещин — более чем на 960 кг/м^3 в одной скважине и на 360–720 кг/м^3 в других. Они представили уравнение, которое дает теоретическую взаимосвязь между p_{grow} и шириной трещины на входе в зону непроникновения, которое очень похоже на уравнение (10.2). Результаты, представленные Fuh, Morita (1992), объяснимы в свете результатов, показанных на рис. 10.17. Использование материалов, препятствующих потере циркуляции во время бурения, будет наиболее эффективно в случае гидростатического порового давления, когда S_3 относительно высоко. Рис. 10.17 показывает гораздо меньшее потенциальное увеличение p_{grow} над S_3, в случае высокого порового давления, который принципиально интересен в случае маленькой разницы между P_p и S_3.

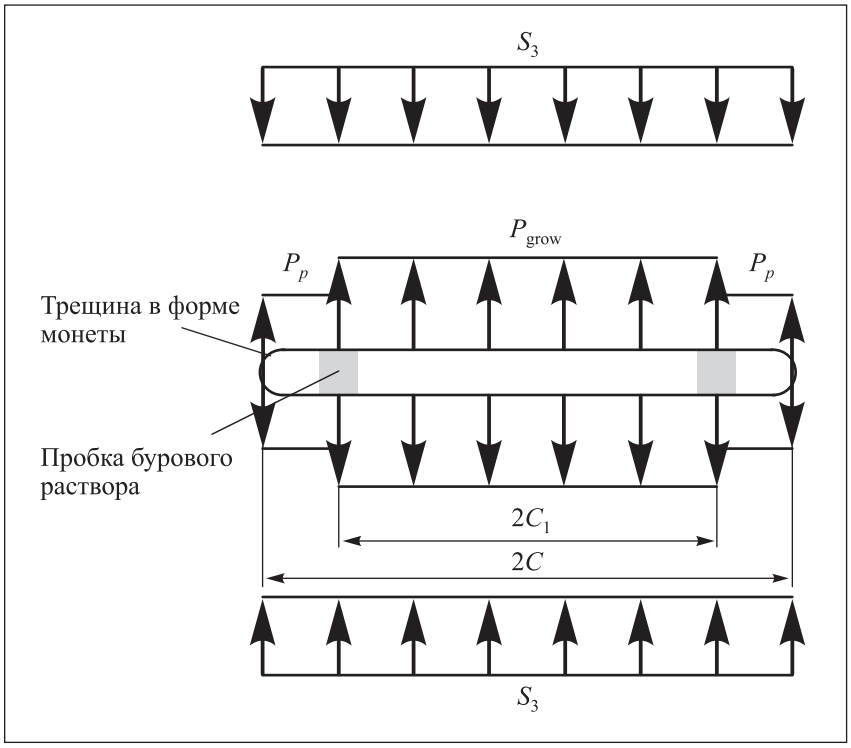


Рис. 10.16. Определение зоны проникновения ($2C_1$), где внутреннее давление p_{grow} и зоны непроникновения ($C - C_1$), где внутреннее давление P_p (Ito, Zoback, 2001)

В случае, рассмотренном выше, для соответствующих величин P_p и S_3, ожидаемая величина p_{grow} будет 1 800 кг/м^3 для $c_1/c = 0{,}95$. Напомним, что циркуляция была восстановлена при 1 788 кг/м^3. Лабораторные эксперименты Moria, Black (1996) показали, что p_{grow} больше при растворах на водной основе, в связи с большим размером зоны непроникновения, чем при растворах на нефтяной основе. Эта разница может появляться за счет того, что размер зоны непроникновения вероятно больше при растворе на водной основе, в связи с фильтрацией раствора по трещине и образованием глинистой корки, формирующей зону непроникновения.

Далее рассмотрим давление p_{link}, при котором наклонные трещины растяжения на стенках скважины будут, вероятно, соединяться для формирования больших осевых трещин. В принципе, феномен соединения будет управляем состоянием напряжений, в плоскости, касательной к стволу скважины (рис. 8.1, а). Мы пренебрегаем трещиностойкостью породы, в связи с тем, что напряжения сжатия, действующее на плоскость, являются такими большим, что их влияние на распространение трещины ожидается много большим, в сравнении с влиянием трещиностойкости. В основном, давление флюида в трещине должно быть равно или больше s_{norm} для роста трещины. Напряжения, действующие параллельно

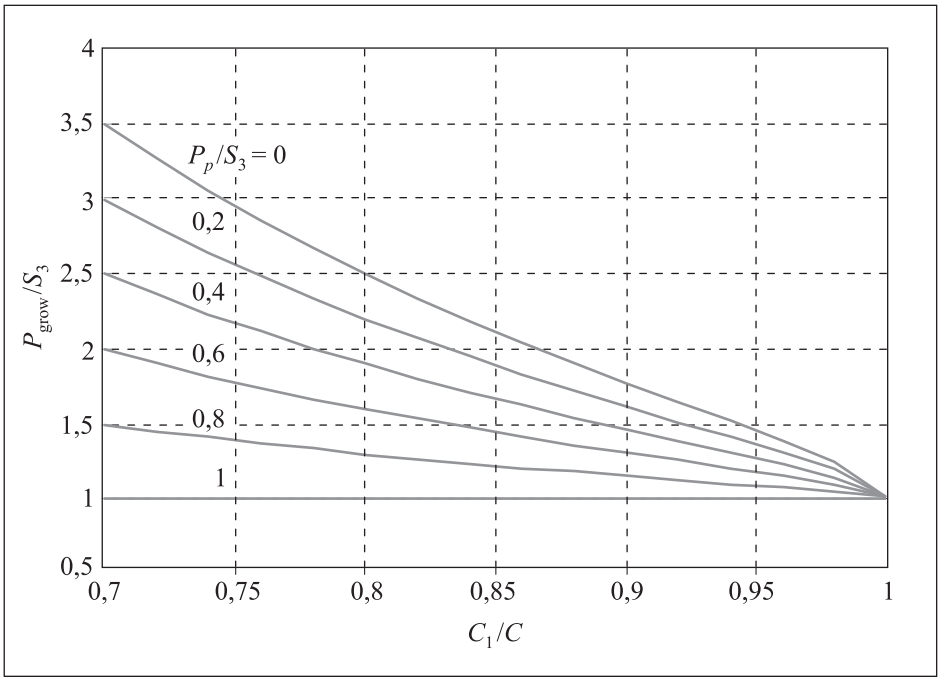


Рис. 10.17. Зависимость давления распространения трещин от размера зоны непроникновения для различных отношений порового давления к наименьшему главному напряжению (Ito, Zoback 2001). Отмечается, что это, вероятно, нижняя граница оценки p_{grow}/S_3, так как принимается однородное распределение давления в зоне проникновения (см. текст)

или нормально к трещине, в плоскости Σ, определены как s_{para} и s_{norm} соответственно.

Следующие два случая (i) и (ii) рассматриваются в аспекте возможности роста трещины:

- Случай (i) $P_w = s_{\text{norm}} > s_{\text{para}}$
- Случай (ii) $P_w \geqslant s_{\text{norm}}$, $s_{\text{para}} \geqslant s_{\text{norm}}$

где s_{para} и s_{norm} определяются:

$$s_{\text{para}} = s_t|_{\omega=\omega_f}, \tag{10.4}$$

$$s_{\text{norm}} = s_t|_{\omega=\omega_f+90^\circ}. \tag{10.5}$$

Заметим, что s_{para} и s_{norm} будут изменяться с P_w, в противоположность ω_f, начальному углу трещины к стволу скважины, который задается p_{frac}.

Когда P_w достигает s_{norm}, трещины начинают расти. В данном случае трещины начинают рост с переориентацией, нормальной к s_{norm}, в связи с тем, что трещины имеют тенденцию роста перпендикулярно к минимальному напряжению сжатия. В результате трещины начинают расти в сторону соседних трещин и в конце соединяются, формируя осевые трещины. Поэтому, критическое

давление соединения трещин, p_{link}, может быть оценено решением уравнения $P_w = s_{\text{norm}}$. При состоянии напряжений, которое приводит к $s_{\text{para}} \geqslant s_{\text{norm}}$, трещины всегда будут расти в направлении параллельном начальным трещинам. Однако при взаимном влиянии соседних трещин, трещины будут переориентироваться для отклонения от направления линии начальных трещин при некоторой комбинации s_{para}, s_{norm} и P_w. Weng (1993) выполнил 2D анализ проблемы соединения *эшелонированных* трещин, провел расчет влияния между ними, и получил критерий, который определяет феномен соединения. Хотя этот анализ проведен для случая соединения трещин в удаленной области от ствола скважины, мы принимаем этот критерий для аппроксимации соединения трещин около ствола скважины. Критерий выражается уравнением:

$$\omega_f \leqslant \omega_{\text{crit}}, \tag{10.6}$$

где

$$\omega_{\text{crit}} = \arcsin\left[0{,}57\left(\frac{\Delta s}{\Delta p}\right)^{-0{,}72}\right] \tag{10.7}$$

и

$$\Delta s = s_{\text{para}} - s_{\text{norm}}, \tag{10.8}$$

$$\Delta p = p_w - s_{\text{norm}}. \tag{10.9}$$

Числовые константы в уравнении (10.7) (то есть $0{,}57$ и $0{,}72$) были получены при цифровом моделировании соединения трещин (Weng, 1993). Рис. 10.18 показывает критические углы ω_{crit} соединения трещин, рассчитанных по уравнению (10.7). Для наклонных трещин с углом ω_f выше критического, трещины соединяться не будут. Для наклонных трещин с углом ω_f ниже критического трещины будут соединяться. Однако ω_{crit} является функцией P_w. Для начальных трещин с заданным ω_f критическое давление p_{link}, при котором начальные трещины соединяются, формируя осевые трещины, может быть оценено при замене ω_{crit} на ω_f в уравнении (10.7) и решением уравнения для P_w.

Таким образом, процедура оценки p_{link} состоит в следующем:

a) Для заданного состояния остаточных напряжений и ориентации скважины, оценка ω_f проводится на основе методологии, представленной в главе 8.

b) Оценка давления в скважине P_w, которое соответствует $P_w = s_{\text{norm}}$. Отмечается, что s_{norm} является функцией P_w. Оценка P_w обозначена как p^*.

c) Если $s_{\text{norm}} > s_{\text{para}}$ при $P_w = p^*$, тогда $p_{\text{link}} = p^*$.

d) Если $s_{\text{norm}} \leqslant s_{\text{para}}$ при $P_w = p^*$, тогда p_{link} оценивается заменой ω_{crit} на ω_f в уравнении (10.7) и решением уравнения для P_w.

Опять возвращаясь к рассмотренному выше случаю, факт, что бурение может быть продолжено с весом бурового раствора $1\,680$ кг/м^3, на 120 кг/м^3 выше наименьшего главного напряжения, объясняется углом формирования трещин на стенках скважины (в соответствии с отклонением скважины и напряженным состоянием), давление соединения трещин было на 120 кг/м^3 выше S_3.

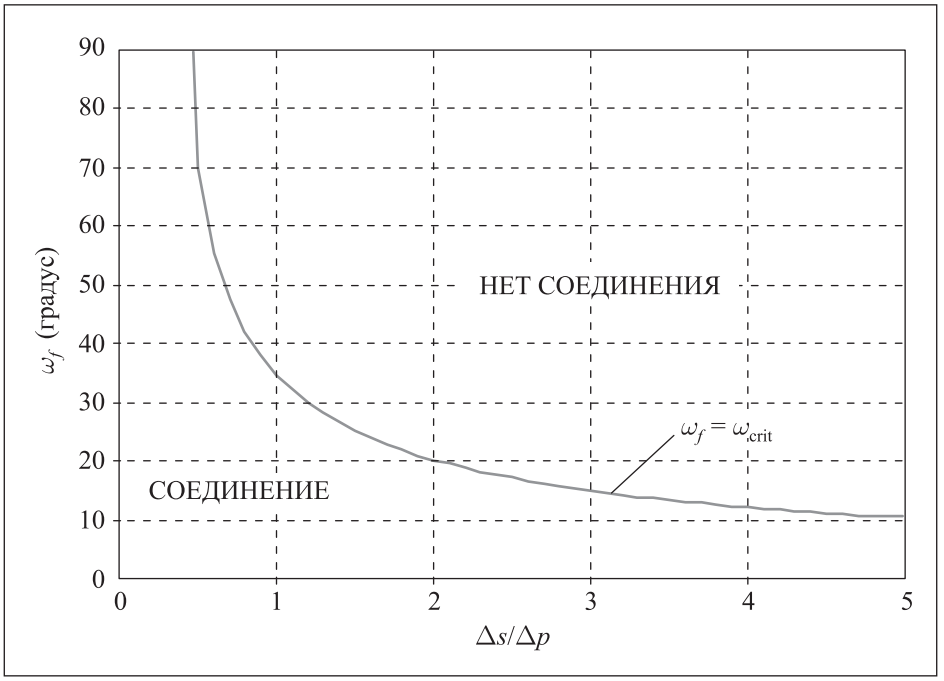


Рис. 10.18. Критический угол трещин ω_{crit} на стенках скважины, который контролирует соединение наклонных трещин (требуемого для формирования больших трещин, распространяющихся вдаль от ствола скважины), как функция начального угла трещин ω_f, Δs и Δp, как определено в тексте (Ito, Zoback, 2001)

Другой практический пример этой теории показан на рис. 10.19 для наклонной скважины, планируемой к бурению в Каспийском море (Ito, Zoback, 2001). В этом случае проект скважины был основан на давлении разрушения ствола скважины как нижней границе безопасного окна бурового раствора. При применении наименьшего главного напряжения, как верхней границы окна бурового раствора, будут необходимы четыре обсадные колонны (рис. 10.19, слева). Однако, принимая в расчет факт, что не может быть потери циркуляции до соединения трещин, и, используя давление соединения трещин в качестве верхней границы окна бурового раствора, можно уменьшить на одну колонну конструкцию скважины (рис. 10.19, справа). Пока p_{link} существенно выше наименьшего главного напряжения на значительном интервале глубин и минимальное превышение около 200 кг/м^3 на глубине около $4\,350$ м, будет возможность спустить 298 мм колонну на забой скважины.

Раздутие ствола скважины

На рис. 7.6 предложено понятие «раздутие ствола скважины», но не дается физического объяснения этого феномена. На основе рассмотренного выше можно предложить одно возможное объяснение. При давлении в скважине, достаточно

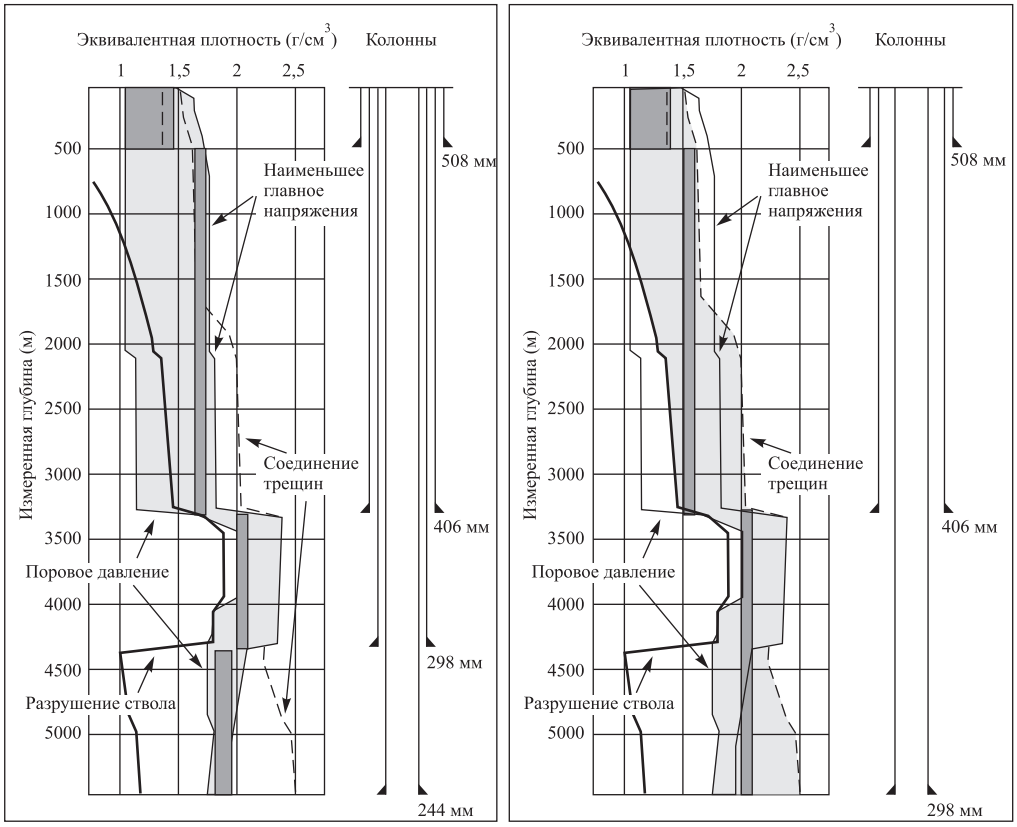


Рис. 10.19. Окна бурового раствора и проекты спуска колонн для скважины, планируемой к бурению в Каспийском море. На обоих рисунках нижняя граница безопасного окна бурового раствора соответствует давлению разрушения ствола скважины. Показаны два варианта соответствия верхней границы безопасного окна бурового раствора: наименьшему главному напряжению (а) и p_{link} (б). Применение p_{link} позволяет нам достигнуть значительного расширения окна бурового раствора для сохранения одной обсадной колонны. (Ito, Zoback, 2001)

высоком для индуцирования эшелонированных трещин на стенках скважины, но не достаточном для их соединения и распространения вдаль от ствола, появляется потенциал для сохранения заметного количества бурового раствора в маленьких трещинах на стенках скважины — объяснение раздутия, предложенного на рис. 7.6. Как отмечалось прежде, любая индикация раздутия, по данным замеров давления во время бурения (PWD), должна приниматься как предупреждение, что забойное давление близко к давлению, при котором может появиться потеря циркуляции.

Проникновение бурового раствора и временная зависимость повреждений стенок скважины

Как упоминалось в главе 6, Paul, Zoback (2006) рассмотрели процесс временной зависимости разрушения ствола научно-исследовательской скважины SAFOD в аспекте проникновения бурового раствора в породу вблизи скважины, со временем. Наклонная скважина, с отклонением 55° от вертикали, бурилась через сильно трещиноватые породы, состоящие из аркозовых песчаников и конгломератов, переслаивающихся с глинами на юго-запад от разлома San Andreas, и алевролитами и аргиллитами, ассоциируемыми с формацией Great Valley, на северо-восток от разлома. После успешного бурения через разлом летом 2005 года, комплексные геофизические исследования скважины показали, что субвертикальная зона разлома San Andreas характеризуется широкой (~ 250 м) зоной аномально низких скоростей продольных и поперечных волн и низким сопротивлением, включающей множественные дискретные, узкие (шириной $\sim$ 3–10 м) зоны еще меньших скоростей и сопротивлений.

Paul, Zoback (2006) провели анализ стабильности ствола скважины, по секции, вскрывшей зону разлома, на основании наблюдений, проведенных на меньших глубинах. Имелись значительные неопределенности по состоянию напряжений и прочности пород. Был проведен количественный анализ рисков, по технологии, описанной ранее в настоящей главе. Как показано на рис. 10.20, а, данные акустического профилемера, при каротаже во время бурения (LWD), показали, что вес бурового раствора, используемого при бурении (в сравнении с интервалом величин минимального веса раствора, основанного на анализе стабильности ствола) был адекватным для поддержания номинального диаметра ствола. Данные акустического профилемера указывают на диаметр ствола в вертикальном и горизонтальном направлении. Широкая зона, ассоциируемая с аномальными геофизическими свойствами, упомянутая выше, протягивается от 3 190 м до 3 410 м и активно сползающая ветвь разлома San Andreas наблюдалась на глубине 3 300 м. В нижней части интервала каротажа (от 3 630–3 700 м) наблюдались умеренные разрушения ствола при бурении. Остальная часть ствола имела приблизительно номинальный диаметр при бурении. Резкое отличие наблюдается после завершения бурения (приблизительно через три недели), шестирычажный профилемер отметил существенное увеличение диаметра ствола со временем (рис. 10.20, б). Наблюдения в аркозовых, алевролитовых и глинистых формациях не интерпретировалось как результат химического взаимодействия вода/порода, понижающего прочность пласта со временем. В дополнение, был проведен существенный объем буровых работ в формации Great Valley без значительных проблем, ассоциируемых с применением буровых растворов на водной основе. Paul, Zoback (2006) интерпретировали временную зависимость разрушения этого ствола в аспекте временной зависимости проникновения флюида в породу вблизи скважины, в связи с наличием многочисленных трещин в этих породах. Они

аргументировали это увеличением порового давления вокруг скважины со временем, уменьшающим эффективность веса бурового раствора для стабилизации скважины и являющимся возможной причиной образования полостей в породах вокруг скважины при резком падении давления в скважине во время отключения насосов или подъемных операций. В связи с большим отклонением ствола от вертикали, наблюдается увеличение диаметра ствола преимущественно в верхней части, желоба могут также быть источником эрозии ствола скважины, особенно в верхней части. В действительности, вероятна комбинация процессов, отвечающих за временную зависимость разрушения стволов скважин.

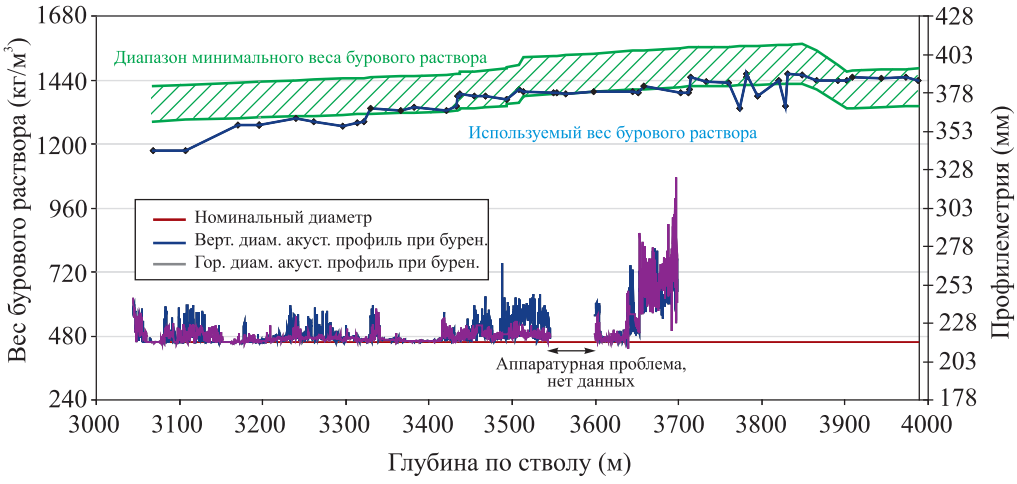
Предотвращение выноса песка

Финальная тема данной главы связана с разрушением пласта в прискважинной зоне, во время разработки. Это явление часто называют выносом песка. К этому типу проблемы лучше всего подходить с помощью детального численного анализа, который выходит за пределы рассмотрения данной книги. Этот сложный тип анализа может объединять характеристики пласта после разрушений, которые важны для расчета объема выносимого песка при заданной депрессии (скорости добычи) и степени истощения пласта. Существуют несколько принципов, которые могут быть иллюстрированы на основе аналитических моделей разрушения стволов скважин, рассмотренных выше.

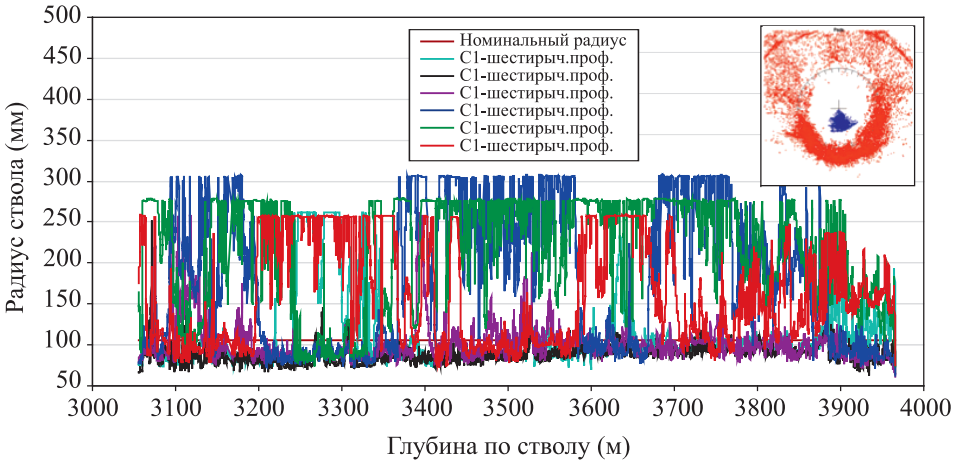
Рис. 10.21, а иллюстрирует относительную стабильность скважин, пробуренных под различными азимутами и углами отклонения от вертикали в Cook Inlet, в Аляске (Moos, Zoback, 1999). Целью этих исследований являлось определение возможности эксплуатации необсаженных многонаправленных скважин. При начале эксплуатации необсаженной скважины давление в скважине ниже порового давления. Поэтому во время эксплуатации скважина более нестабильна, чем во время бурения, частично аналогично бурению на депрессии.

Геомеханическая модель, разработанная для этого месторождения, прогнозирует, что скважины, пробуренные с большим отклонением от вертикали, по азимуту около 330° (или 150°), являются более стабильными, тогда как скважины, пробуренные в направлении ВСВ или ЗЮЗ, являются более нестабильными. Подтверждением этого прогноза служат истории бурения двух субгоризонтальных скважин (показанных на рис. 10.21, б и более раннего геомеханического анализа), полученных после построения геомеханической модели, на основе которой был разработан рис. 10.21, а. Скважина, пробуренная на ССЗ, была без проблем со стабильностью ствола, тогда как скважина, пробуренная на СВ, имела значительные проблемы со стабильностью ствола. Так как результаты бурения согласуются с заключением на основе геомеханической модели, это доказывает, с еще большей очевидностью, корректность геомеханической модели.

После установления наиболее стабильного направления бурения произво-

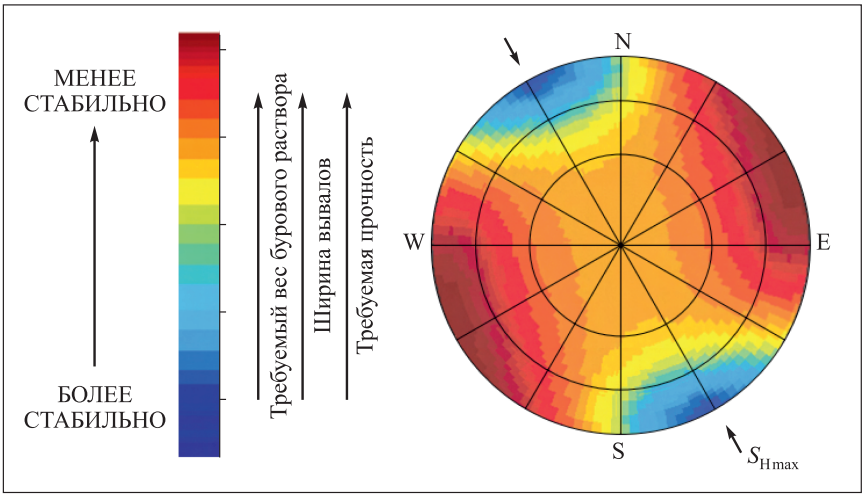


(а)

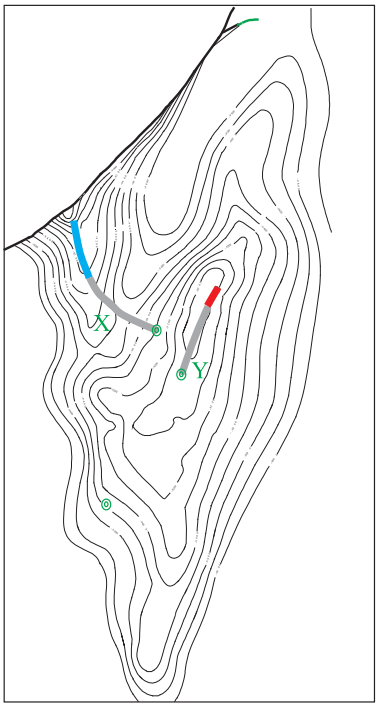


(б)

Рис. 10.20. (а) Данные акустического профилемера при каротаже во время бурения показали относительно небольшие разрушения ствола скважины SAFOD, пробуренной в непосредственной близости от зоны разлома San Andreas, что подтверждает корректность прогноза веса бурового раствора на основе анализа стабильности ствола скважины. Незначительное увеличение диаметра ствола наблюдается в нижней части интервала каротажа во время бурения (3 630–3 700 м). (б) Через три недели шестирычажный профилемер показал ухудшение состояния ствола со временем. На вкладке отображены башмаки центрированного шестирычажного профилемера в системе координат скважины. Диаметр скважины сильно увеличен в верхней части ствола (синие точки указывают на приблизительный центр каротажного зонда) (Paul, Zoback, 2006)



(а)



(б)

Рис. 10.21. (а) Относительная стабильность многонаправленных скважин, пробуренных в различных направлениях на месторождении Cook Inlet (Moos, Zoback, 1999). Отмечается, что скважины, пробуренные на СЗ и ЮВ, ожидаются стабильными, тогда как скважины, пробуренные на СВ и ЮЗ, нестабильны. (б) На основе анализа, показанного на рисунке (а), отмечается, что скважина X (пробуренная на СЗ) бурилась без трудностей, тогда как скважина Y (пробуренная на СВ) имела серьезные проблемы со стабильностью ствола

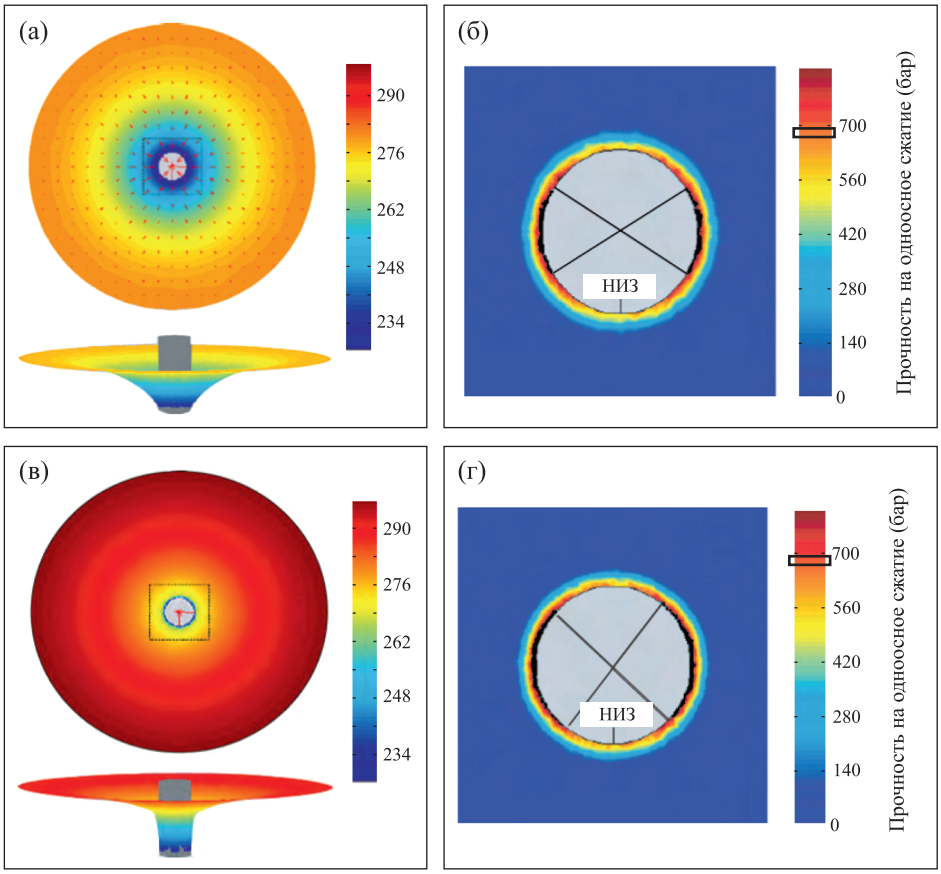


Рис. 10.22. Падение давления и прогнозируемая ширина зоны разрушения многоаправленных стволов скважин месторождения Cook Inlet, показанных на рис. 10.21 (модифицировано из (Moos, Zoback, 1999)). (а) и (б) Расчеты для случая медленного достижения депрессии в 35 бар. Отмечается, что зона разрушения (ширина вывала) ограничена величиной около 60°. (в) и (г) Расчеты для очень быстрого достижения депрессии в 70 бар. Отмечаются более значительные области разрушения вокруг ствола скважины

дится определение глубин залегания наиболее прочных пород. Эти интервалы являются предпочтительными для срезки боковых стволов. Оценка прочности производится по данным геофизических исследований, калиброванным лабораторными исследованиями керна. Фактически уравнение (5) таблицы 4.1 получено по результатам таких исследований. После определения наиболее стабильного направления и глубин, основным операционным вопросом является оценка стабильности скважины во время эксплуатации и истощения.

Результаты, представленные на рис. 10.22, а, б, относятся к вопросу стабильности необсаженных многонаправленных стволов для случая скважин, пробуренных только с наиболее стабильных глубин и в наиболее стабильном направлении. Рис. 10.22а показывает величину депрессии в области вокруг скважины, ассоци-

ируемую с умеренной скоростью добычи скважины ($\sim$ 35 бар). Для этих расчетов использовался метод конечных элементов. После расчета влияния изменений порового давления на напряжения вокруг скважины, рассчитывалась стабильность эксплуатируемой скважины при принятой прочности на одноосное сжатие 700 бар (типичный наиболее прочный интервал в скважине). Как показано на рис. 10.22, б, в результате изменений порового давления и напряжений вокруг ствола скважины, ассоциируемых с эксплуатацией скважины, ожидается только умеренное разрушение ствола. Несмотря на это, рис. 10.22, в, демонстрирует расчеты, аналогичные рис. 10.22, а, но с большей скоростью добычи. В этом случае, падение давления вокруг скважины будет более высоким. Результирующий эффект на стабильность скважины показан на рис. 10.22, г. В этом случае более половины окружности ствола скважины немедленно начала разрушаться. В этой ситуации, дающей только ухудшение при истощении со временем, было принято решение об отказе от многонаправленных необсаженных стволов, в связи с тем, что требования для поддержания стабильности необсаженных многонаправленных стволов очень ограничены. Они требуют забуривания только на глубинах, где присутствуют породы значительной прочности, бурения только в наиболее стабильных направлениях и ограничений в скорости добычи — в целом, очень ограничивая эффективные операции.

Рис. 10.23 (предоставленный M. Brudy) иллюстрирует зависимость выноса песка в необсаженной скважине от истощения (выраженного в пластовом давлении) и скорости добычи (выраженной в забойном давлении) для пластов с различной прочностью. Для напряжений, допустимых в данном случае, ясно, что в относительно непрочных породах, максимальная депрессия без выноса песка составляет 200 бар при пластовом давлении 400 бар, но будет меньше 60 бар при пластовом давлении 300 бар. Более прочные породы могут допустить большие депрессии при одинаковых пластовых давлениях. Из рис. 10.23 видно, что уменьшение скорости добычи может ограничить вынос песка в непрочных породах до истощения.

Использование модели конечных элементов для обсаженной, цементированной и перфорированной скважины дает возможность рассмотрения использования ориентированной перфорации для защиты от выноса песка (Moria, McLeod 1995). Интуитивно видно, что в непрочных породах не рекомендуется перфорация по азимуту минимального главного напряжения, так как перфорация будет по азимуту формирования вывалов, где порода находится под воздействием высокого напряжения сжатия. Рис. 10.24 а (M. Brudy) показывает влияние ориентации перфорации на вынос песка в скважинах с различным наклоном. Известно, что в рассматриваемом пласте вынос песка ожидается при пластичной деформации около 0,5 %. Как видно из рисунка, перфорация в верхней и нижней части ствола (относительно наклона) является стабильной, тогда как горизонтальная перфорация является нестабильной в скважинах с углом отклонения от вертикали более 40°.

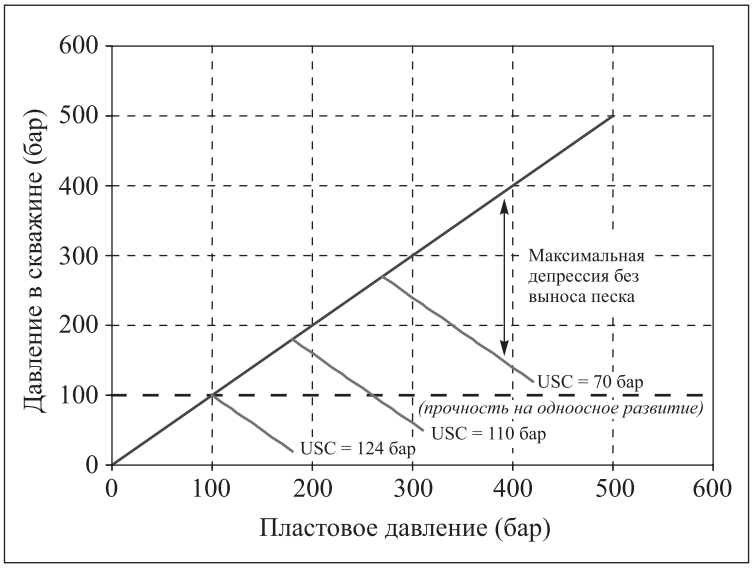
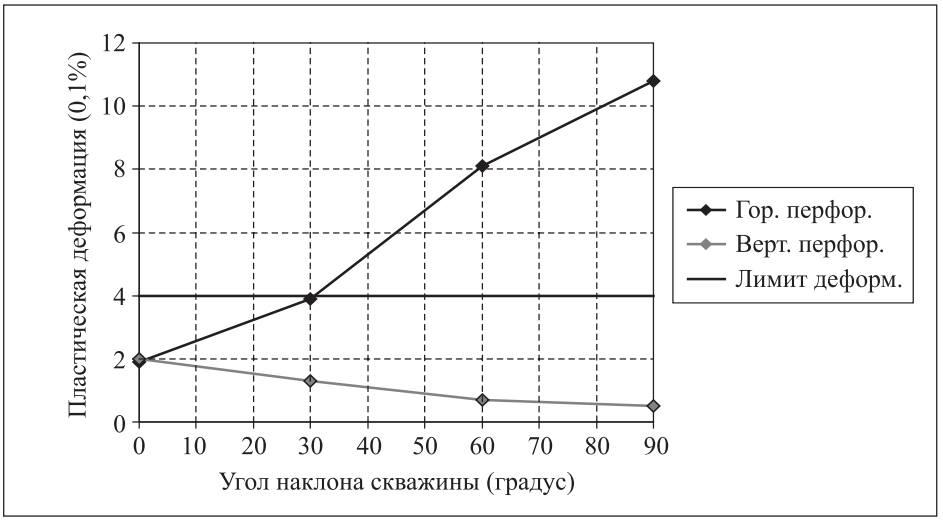


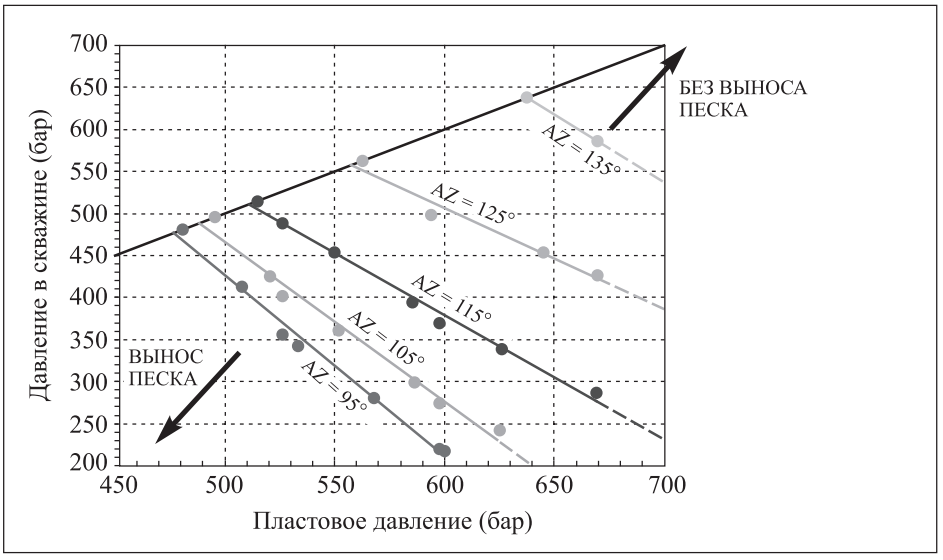
Рис. 10.23. Вероятность выноса песка в необсаженной скважине, как функция истощения (выраженного в пластовом давлении) и депрессии или скорости добычи (выраженной в забойном давлении) для пластов с различной прочностью (M. Brudy). Для непрочных пород, с прочностью на одноосное сжатие 70 бар, максимальная депрессия без выноса песка составляет 200 бар при пластовом давлении 400 бар, но будет меньше 60 бар при пластовом давлении 300 бар. Следовательно, только уменьшение скорости добычи может ограничить вынос песка в непрочных породах до значительного истощения

Рис. 10.24, б приводит результаты других исследований, аналогичных рис. 10.23, за исключением отклонения скважины от вертикали на угол 60° и горизонтальной перфорации. Этот рисунок показывает влияние различных азимутов на вынос песка. В этом случае, скважины, пробуренные по азимуту 135°, являются наиболее нестабильными (вынос песка встречается при небольшом истощении или депрессии), а скважины, пробуренные по азимуту 95°, являются наиболее стабильными, так как вынос песка не встречается до значительной депрессии или истощения. Как показано в примере на рис. 10.23 причиной этого является наиболее вероятный вынос песка при перфорации в области с наибольшей концентрацией напряжений вокруг ствола скважины.

Последний пример влияния ориентировки перфорации представлен на рис. 10.25 (M. Brudy), на котором показано комбинированное влияние угла перфорации, истощения и депрессии в горизонтальной скважине при сбросовом режиме напряжений, то есть, где вертикальное напряжение является максимальным главным напряжением. Отмечается, что вынос песка прогнозируется (то есть, пластичные деформации превышают лимит $\sim 0{,}5\,\%$) для субгоризонтальной перфорации, независимо от истощения и депрессии. Для нулевого истощения и депрессии, вынос песка ожидается для перфорации под углом 50° от вер-



(а)



(б)

Рис. 10.24. (а) Пример влияния ориентации перфорации на вынос песка в скважинах с различным отклонением от вертикали. Вынос песка ожидается при пластичной деформации около 0,4 %. Из рисунка видно, что вертикальная перфорация является стабильной в скважинах при любом наклоне, тогда как горизонтальная перфорация нестабильна в скважинах с отклонением более 30° от вертикали. (б) Максимальное давление в обсаженной скважине с отклонением 60° от вертикали и горизонтальной перфорацией. Изменяя азимут скважины возможно изменение степени выноса песка. Скважины, пробуренные по азимуту 135°, являются наиболее нестабильными (вынос песка встречается при незначительном истощении и депрессии), тогда как скважины, пробуренные по азимуту 95°, являются наиболее стабильными (M. Brudy)

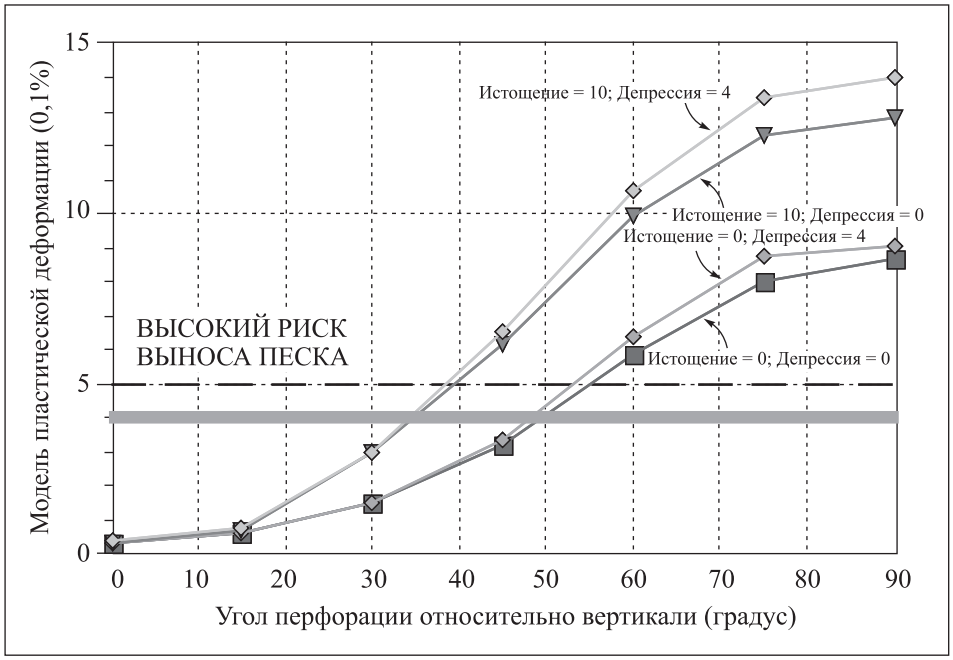


Рис. 10.25. Иллюстрация зависимости пластичной деформации от угла перфорации, депрессии и истощения, в горизонтальной скважине при сбросовом режиме напряжений (M. Brudy). Субвертикальная перфорация стабильна при всех величинах депрессии и истощения. При ориентировке перфорации, приближающейся к горизонтальной, она становится нестабильной. Угол перфорации, при котором встречается вынос песка, зависит от степени депрессии и истощения

тикали. Так как истощение и депрессия увеличиваются, вынос песка ожидается для перфорации уже под углом 35° от вертикали.

В целом, примеры, показанные на рис. 10.23–10.25, иллюстрируют результаты цифрового моделирования в контексте комплексной геомеханической модели, которая включает знания величин и ориентации главных напряжений, прочности породы, пластового давления и вероятного изменения давления, ассоциируемого с депрессией в скважине и длительного периода истощения залежи.

Глава 11

Критически напряженные разломы и движение флюидов

В данной главе будут рассмотрены три темы, связанные с потоком флюидов в трещиноватых и разломных нефтяных, газовых и геотермальных месторождениях. Во-первых, рассмотрим влияние трещин и разломов на проницаемость залежи, с оценкой анизотропии проницаемости в трещиноватых и разломных залежах. Во-вторых, рассмотрим геомеханический контроль активности разлома и фильтрацию по разлому в залежах, разделенных разломом. В заключение, будут рассмотрены динамические ограничения градиентов порового давления и давления в залежах разделенных разломами. Общим элементом этих трех тем является поток флюида по критически напряженному разлому. Как рассмотрено в главах 4 и 9, состояние напряжений во многих залежах контролируется силами трения для ориентированных разломов, которые играют существенную роль в потоке флюида в различных масштабах.

Каждая из рассматриваемых в данной главе тем имеет практический интерес для разработки нефтяных, газовых и геотермальных месторождений. В залежах с низкой матричной проницаемостью, при отсутствии проницаемых трещин и разломов, приток флюида может отсутствовать. Кроме того, часто относительно небольшое количество трещин и разломов служат основными проводниками потоков (Long 1996). Темой данной главы является оценка трещин и разломов месторождения, наиболее вероятно являющихся гидропроводными и анализ причин. Таким образом, в первом разделе данной главы я рассмотрю, как критически напряженные трещины действуют на проницаемость пород при относительно низкой матричной проницаемости, и представлю несколько примеров исследований, иллюстрирующих этот принцип. Затем я рассмотрю способ использования изображений вывалов и трещин растяжения, на основе скважинных имиджеров, для идентификации активных разломов в залежах, и рассмотрю использование преднамеренно индуцированной сейсмичности при увеличении проницаемости для низкопроницаемых залежей.

Существует ряд вопросов, связанных с разделением залежи на отдельные блоки (как рассмотрено в главе 2), которые, в основном, связаны с прослемами *изоляции их разломами*. Почему некоторые разломы разделяют давление и потоки на смежных блоках залежи, а другие разломы нет? Отметим, что разлом,

изолирующий тектонический блок A от тектонического блока B на рис. 2.7, является явно изолирующим, тогда как разлом, разделяющий тектонический блок B от тектонического блока C, не является изолирующим. Степень предсказуемости такого поведения до начала полевых работ (или ответ на такие вопросы только после бурения и/или истощения) может помочь в эффективной эксплуатации многих нефтяных и газовых месторождений.

Тема динамического ограничения эффективной мощности пласта возникает при оценке их проявлений во многих залежах мира, в которых объем углеводородов не соответствует оценке по общепринятой интерпретации, основанной на таких факторах как закрытие структуры, стратиграфическое выклинивание или поток через разлом. Как показано ниже, динамический механизм имеет не только потенциал для понимания таких случаев, но может пролить свет на загадочные процессы аккумуляции значительных объемов углеводородов в геологически молодых залежах, которые изолированы от возможных материнских пород практически непроницаемыми глинами значительной мощности.

Залежи с трещинным типом пористости и анизотропия проницаемости

В данном разделе я вернусь к некоторым аргументам, определенным в главе 5, относительно влияния разломов (в отличие от трещин типа I) на потоки флюидов в верхней части земной коры. В связи с тем, что породы могут иметь несколько различных систем трещин и разломов, образованных в различное время геологической истории (а потенциально в различных полях напряжений), важно иметь критерий, который позволяет определить, какие из разломов сегодня гидроповодны. Рис. 11.1, а схематично иллюстрирует гипотезу, предложенную Barton, Zoback (1995), которую мы определяем в контексте возможности фильтрации через трещиноватые или разбитые разломами породы, как гипотезу *критически напряженного разлома*. Вкратце, в формации с разломами, расположенными под различными углами к текущему полю напряжений (иллюстрировано светлыми и темными линиями на карте), на текущий момент гидравлически проводимыми являются разломы, находящиеся в состоянии критического напряжения. Мы, в основном, принимаем коэффициент трения 0,6–1,0, как измерено для широкого ряда кристаллических пород (Byerlee, 1978), по причинам, рассмотренным в главах 4 и 9. Другими словами, в связи с тем, что разломы серого цвета на рис. 11.1, а находятся под соответствующим углом к текущему полю напряжений, они являются механически активными (как показано с правой стороны рис. 11.1, а, на диаграмме Мора) и ожидаемо будут активными. Разломы темного цвета, на рис. 11.1, а, были, конечно, активны некоторое время в прошлом, но, в связи с тем, что они не активны сегодня, они в настоящее время не способны фильтровать флюид. Вкратце, гипотеза *критически напряженного*

разлома утверждает, что механически активные разломы являются гидравлически проводящими, а механически неактивные разломы являются гидравлически не проводящими.

Данные по разломам и трещинам, показанные на рис. 11.1, б, приведены по данным рис. 5.10, полученным в интенсивно трещиноватых гранитоидных породах скважины Cajon Pass около разлома San Andreas в южной Калифорнии. Используя данные термокаротажа, Barton, Zoback (1995) разделили имеющиеся разломы на проницаемые и непроницаемые разломы. Раздельное графическое представление каждой группы разломов на нормализованной 3D диаграмме Мора (нормализованное вертикальным напряжением) (рис. 11.1, б), показывает, что основное количество проницаемых разломов являются критически напряженными (верхняя диаграмма Мора), тогда как непроницаемые разломы не являются критически напряженными (нижняя диаграмма Мора).

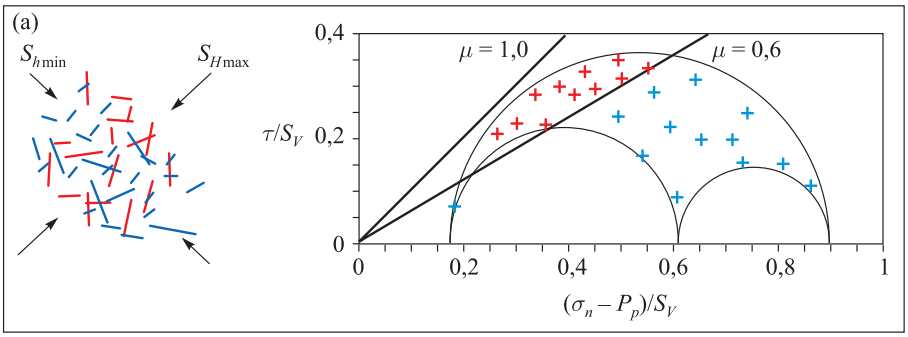
Рис. 11.2 иллюстрирует три набора данных, представленных Barton, Zoback (1995) по скважине Cajon Pass (трещиноватые гранитоидные породы), разведочной скважине Long Valley в восточной Калифорнии (трещиноватые метаморфические породы) и контрольной скважине USW G-1 в Nevada Test Site (вулканические породы). На левом рисунке представлена нормализованная 3D диаграмма Мора по гидропроводным разломам (синие точки), на среднем рисунке представлены негидропроводные разломы (зеленые точки). По всем трем скважинам ясно, что основное количество проницаемых разломов являются критически напряженными, с то время как негидропроводные разломы не являются критически напряженными.

Стереограмма с правой стороны рис. 11.2 иллюстрирует ориентировку систем разломов, соответствующих диаграммам Мора. Символы показывают ориентировку скважин, которые вскрывают наибольшее количество критически напряженных разломов (субпараллельно полюсам разломов, обозначенных синим цветом).

Стереограмма с правой стороны рис. 11.2 определяет некоторые основные принципы, которые будут иллюстрированы на рассмотренных далее примерах:

- Разломы и трещины часто имеют различную ориентировку, что предполагает, что они формировались в различное время геологической истории месторождения.
- Простые сочленения систем разломов обычно не наблюдаются.
- Система проницаемых разломов имеет ориентировку, контролируемую текущим состоянием напряжений (синие точки). Это режим сброса/сдвига для Cajon Pass и режим сброса для Long Valley и Nevada Test Site. Система проводящих трещин в некоторых скважинах не является наиболее распространенной. Последнее наиболее заметно в скважине Cajon Pass.

Рис. 11.3 представляет данные нормализованных диаграмм Мора рис. 11.2 без нормализации вертикальным напряжением (Townend, Zoback, 2000). Каждая



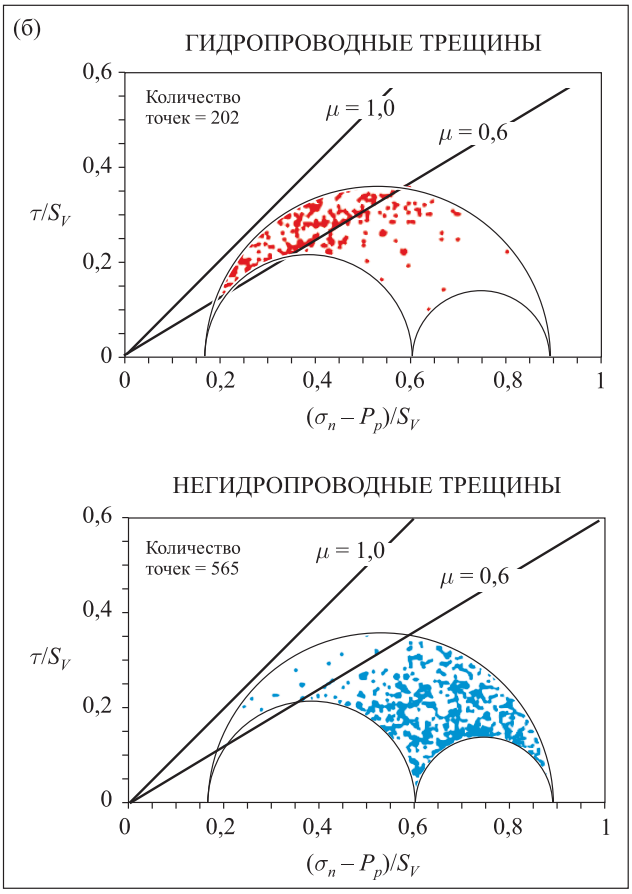


Рис. 11.1. (а) В критически напряженной коре имеется много трещин, ряд из которых являются активными в текущем поле напряжений (светлые линии разломов на левом рисунке и светлые знаки + на нормализованной диаграмме Мора), а некоторые не являются активными (темные линии разломов и темные знаки +). (б) В контексте гипотезы *критически напряженного разлома*, гидропроводные разломы являются критически напряженными разломами (верхняя диаграмма), а негидропроводные разломы не являются критически напряженными разломами (Barton, Zoback, 1995)

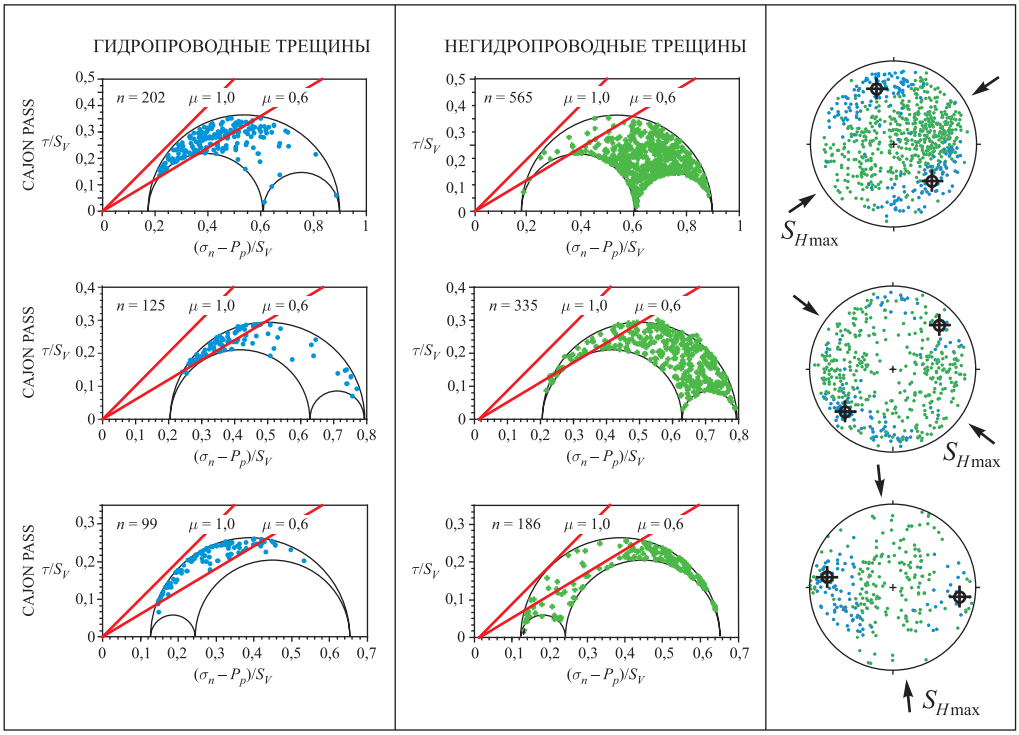


Рис. 11.2. Нормализованные диаграммы Мора по трем скважинам иллюстрируют, что большинство гидропроводных разломов являются критически напряженными разломами (левая колонка), а негидропроводные разломы не являются критически напряженными (центральная колонка), с соответствующими стереограммами, показывающими ориентацию перспективных систем разломов. Первый ряд иллюстрирует данные по скважине Cajon Pass (аналогично диаграмме Мора на рис. 11.1, б), второй ряд по разведочной скважине Long Valley и третий ряд по скважине G-1 в Nevada Test Site (Barton, Zoback, 1995)

точка данных соответствует напряжению сдвига и эффективному нормальному напряжению, действующему на данный разлом. Цвет и форма символов различают данные по трем скважинам. Закрашенные символы указывают на проницаемые разломы, а символы без заливки указывают на непроницаемые разломы. Отмечается, что независимо от эффективного нормального напряжения, действующего на данный разлом, тенденция к фильтрации флюида зависит от отношения напряжения сдвига к эффективному нормальному напряжению, для большинства проницаемых разломов оно согласуется с коэффициентом трения между $\sim 0{,}6$ и $\sim 0{,}9$. Мы предполагаем, что причиной этого является то, что в трещиноватых и разбитых разломами силикатных породах большинство геологических процессов, таких как осаждение, цементация и преобразование полевых шпатов в глины, приводит к залечиванию разломов (вторичных трещин и разломов в смежных зонах) со временем. Механические процессы, ассоциируемые с ак-

тивным разрушением, таким как брекчирование, противодействуют этим тенденциям и помогают поддерживать проницаемость внутри разломов и в смежных разрушенных зонах. Townend, Zoback (2000) показали, что присутствие критически напряженных разломов в кристаллической земной коре поддерживает общую проницаемость на четыре порядка выше, чем в образцах пород, подверженных соответствующим прилагаемым горным давлениям.

Известно, что лабораторные исследования показывают строгую зависимость проницаемости разломов и трещин от эффективного нормального напряжения (Kranz, Frankel, 1979; Brace, 1980; Brown, Scholz, 1985). Данные, приведенные на рис. 11.3, кажутся противоречащими этому, так как видна независимость проницаемости от нормального напряжения. Однако если гипотеза критически напряженного разлома может помочь в понимании проницаемых разломов, ряд других факторов определяет вероятность действительной проницаемости. Для заданной проницаемости разлома ряд геологических факторов контролирует ее величину, например, степень изменения и цементирования брекчированных пород в разломе и их диагенетическая история (Fisher, Knipe, 1998; Fisher, Casey, 2003), также как текущее эффективное нормальное напряжение.

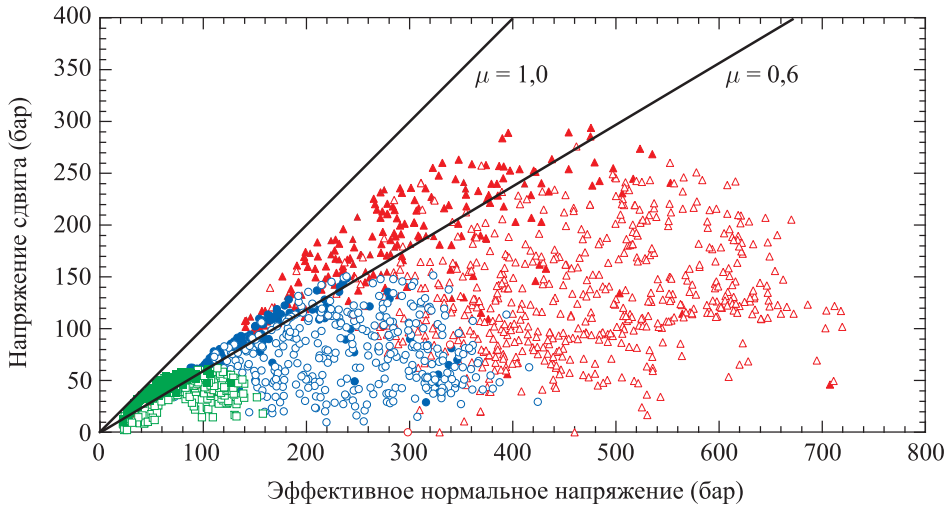


Рис. 11.3. Напряжения сдвига и нормальное эффективное напряжение на трещинах, определенных по данным скважинного имиджера, в скважинах Cajon Pass (треугольники), Long Valley (круги) и Nevada Test Site (квадраты). Закрашенные символы представляют проницаемые трещины, а не закрашенные представляют непроницаемые трещины (Townend, Zoback, 1995, 2000)

Полезно кратко обсудить, почему работает гипотеза критически напряженного разлома и что может расширить ее применимость (часть из которых будет рассмотрена ниже, в контексте специальных исследований). В контексте гипотезы критически напряженного разлома, увеличение проницаемости, ассоциируемой с критически напряженными разломами, является результатом брекчирова-

ния во время сдвига (рис. 5.2) и формирования зоны разрушения, примыкающей к разлому (Chester, Logan, 1986; Antonellini, Aydin, 1994; Davatzes, Aydin, 2003 и др.). В формациях, подобных диагенетически незрелым глинам Мексиканского залива (так называемые глины *гумбо*) или диагенетически незрелым силикатным породам, в которых кремнезем в форме опала А (пластично деформируемой форме SiO_2), сдвиг не приводит к брекчированию, поэтому сдвиг по активному разлому не оказывает значительного влияния на проницаемость формаций. Влияние трещин и разломов в этих литологических типах пород рассматривается в приведенных ниже примерах исследований. В карбонатных породах на проницаемость влияют процессы растворения и осаждения, но важную роль еще могут иметь процессы образования разломов. Например, образование разломов и брекчирование может произойти вдоль плоскостей, первоначально сформированных в процессе растворения, в этой связи нет причин для решительного отказа от гипотезы критически напряженного разлома. Значение процесса образования разломов в хрупких породах на общую проницаемость меловых пород месторождений Северного моря, рассматривается в главе 12.

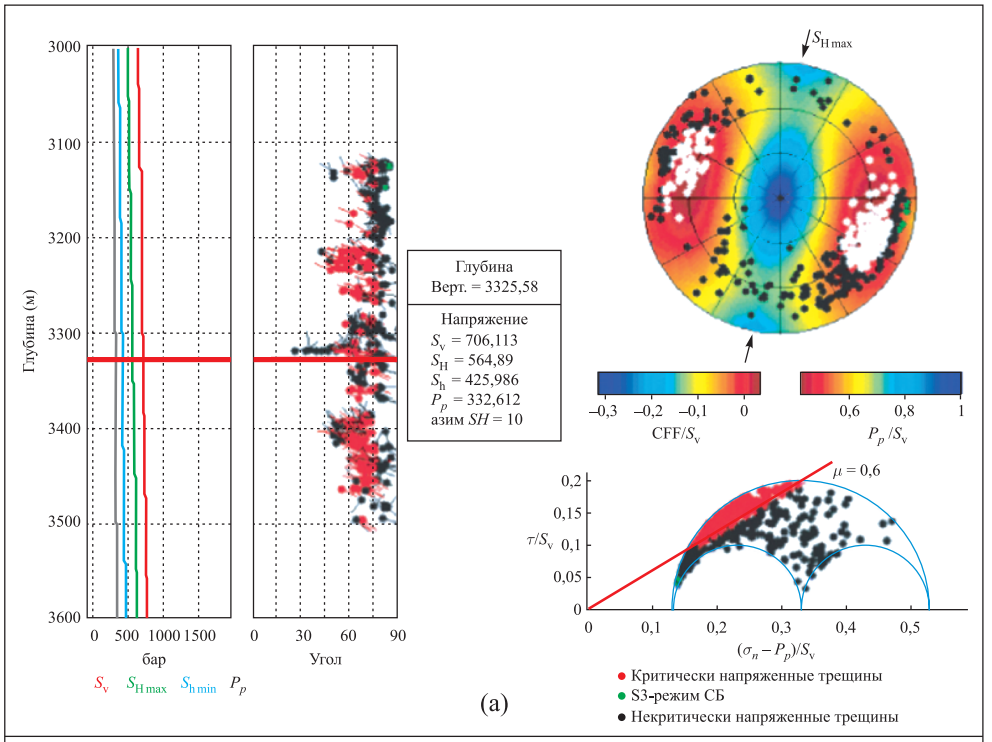
Другие геологические условия, в которых встречаются критически напряженные разломы, могут оказывать непрямое влияние на формирование проницаемости в случае пористых, слабоцементированных песчаников и диатомитов. В таких литологических разностях зонами уплотнения, плоскостями с уменьшенной пористостью, но небольшим сдвигом (Mollema, Antonellini, 1996; Sternlof, Rudnicki, 2005), или зонами сдвига, плоскими зонами уменьшенной пористости, формируемыми в ассоциации с разломами (Antonellini, Aydin, 1994), могут быть плоскости с более низкой проницаемостью, чем матрица породы. Так как такой феномен ассоциирован с формированием высокопористых и проницаемых формаций, неясна степень влияния зон уплотнения и сдвига на проницаемость залежи. Sternlof, Karim-Fard (2006) рассмотрели влияние зон уплотнения на проницаемость залежи. Разломы и зоны сдвига в высокопористых песках могут быть причиной уменьшения проницаемости в результате дробления и уменьшения пористости, ассоциируемого со сдвигом, но зона разрушения, прилегающая к разлому, и зона сдвига являются площадями увеличенной проницаемости (Antonellini, Aydin, 1994). Это может привести к ситуации, когда отсутствует поток поперек разлома, но присутствует увеличенный поток параллельный плоскости разлома в *проницаемой зоне* вокруг разлома. Эта зона возникает в результате образования области разрушения, примыкающей к разлому и состоящей из ряда относительно небольших критически напряженных разломов. Подобный феномен, вероятно ассоциируемый с большим смещением по разломам, часто обусловлен относительно непроницаемым ядром разлома, состоящим из тонкозернистых катаклазитов (Chester, Chester, 2005), образующихся в результате широкомасштабного сдвига. В этом случае разлом может быть относительно непроницаем в поперечном направлении, но поток параллельный разлому может быть значительно увеличен в зоне разрушения вокруг разлома.

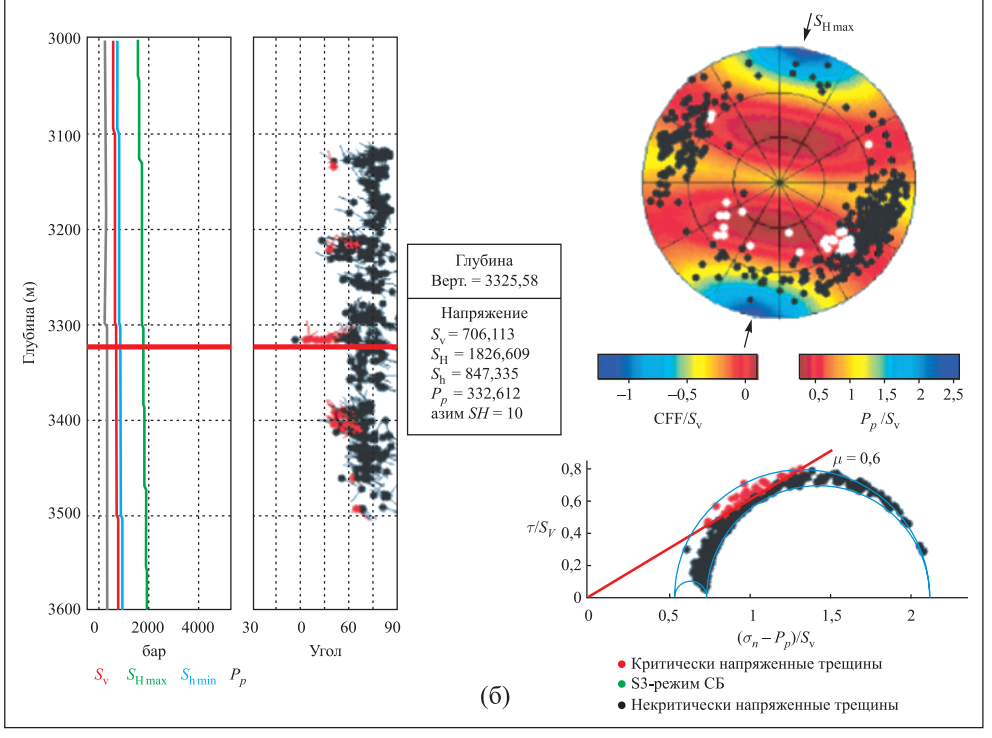
Для случаев наиболее вероятного применения гипотезы критически напряженного разлома (хрупкие породы с низкой матричной проницаемостью) полезно рассмотреть его приложение к анизотропии проницаемости в интенсивно трещиноватых средах. Как отмечено в главе 5, приложение гипотезы критически напряженного разлома для анизотропии проницаемости в трещиноватых залежах, значительно отличается от возникающего при предположении, что максимальная проницаемость параллельна S_{Hmax}, так как она контролируется трещинами типа I. Это легко наблюдается на идеализированном обзоре ориентаций критически напряженных разломов при различных тектонических режимах, представленных на рис. 5.1. Как видно из этого рисунка, в условиях режима типа сброс (строка 2), если существует соединяющееся система разломов типа сброс (ожидаемая теоретически), направление максимальной проницаемости будет субпараллельно S_{Hmax} (аналогично наблюдаемому направлению трещин типа I, строка 1), но угол падения сброса также будет влиять на анизотропию проницаемости. В условиях режима типа сдвиг (строка 3), соединяющиеся разломы будут причиной наибольшего потока в направлении, отличном приблизительно на 30° от направления S_{Hmax}, значительно отличающегося от ожидаемого для трещин типа I. В условиях режима типа надвиг (строка 4), поток вдоль критически напряженных соединяющихся разломов будет максимален в направлении S_{hmin}, ортогональном направлению S_{Hmax}.

Идеализированные случаи, показанные на рис. 5.1, полезны в общем смысле, но существует много мест в мире, характеризуемых режимами напряжений типа сброс/сдвиг ($S_v \sim S_{\mathrm{Hmax}} > S_{\mathrm{hmin}}$) или режимами напряжений типа надвиг/сдвиг ($S_{\mathrm{Hmax}} \sim S_{\mathrm{hmin}} > S_{\mathrm{v}}$), которые достигаются простым наложением идеализированных случаев, поэтому множественные системы разломов, вероятно, будут активны. Другими словами, при режиме напряжений типа сброс/сдвиг можно наблюдать несколько систем активных разломов, показанных на идеализированных стереограммах для режимов типа сброс и сдвиг (рис. 5.1, б, в). Аналогичная ситуация справедлива для режима напряжений типа надвиг/сдвиг (рис. 5.1, в, г). Такой пример будет рассмотрен ниже.

Также важно помнить, что достаточно хорошо развитые системы соединяющихся разломов встречаются относительно редко. Это иллюстрируется для случая, показанного на рис. 11.4. Положение «головастиков» показывает, что боль-

Рис. 11.4. Иллюстрация взаимосвязи между ориентировками критически напряженных разломов и абсолютными величинами напряжений (левая колонка). В обоих случаях азимут S_{Hmax} равен 10°. (а) При режиме напряжений типа сброс, значительная часть разломов является критически напряженной, так как они оптимально ориентированы при смещениях при сбросовом режиме напряжений (имеют простирание ССВ-ЮЮЗ и относительно круто падают). (б) При режиме напряжений типа надвиг, только очень небольшое количество разломов являются критически напряженными, в связи с крутым падением разломов


Глубина (м)
3000
3100
3200
3300
3400
3500
3600
0 500 1000 1500
бар
0 30 60 90
Угол
S_v $S_{H\,max}$ $S_{h\,min}$ P_p
Глубина
Верт. = 3325,58
Напряжение
S_v = 706,113
S_H = 564,89
S_h = 425,986
P_p = 332,612
азим SH = 10
$S_{H\,max}$
–0,3 –0,2 –0,1 0
CFF/S_v
0,6 0,8 1
P_p /S_v
μ = 0,6
τ/S_v
0,2
0,15
0,1
0,05
0
0 0,1 0,2 0,3 0,4 0,5
$(\sigma_n - P_p)/S_v$
Критически напряженные трещины
S3-режим СБ
Некритически напряженные трещины
(а)


Глубина (м)
3000
3100
3200
3300
3400
3500
3600
0 2000 4000
бар
30 0 60 90
Угол
S_v $S_{H\,max}$ $S_{h\,min}$ P_p
Глубина
Верт. = 3325,58
Напряжение
S_v = 706,113
S_H = 1826,609
S_h = 847,335
P_p = 332,612
азим SH = 10
$S_{H\,max}$
–1 –0,5 0
CFF/S_v
0,5 1 1,5 2 2,5
P_p /S_v
μ = 0,6
τ/S_V
0,8
0,6
0,4
0,2
0
0 0,5 1 1,5 2
$(\sigma_n - P_p)/S_v$
Критически напряженные трещины
S3-режим СБ
Некритически напряженные трещины
(б)

шинство трещин и разломов, встреченных на отдельных скважинах, имеют крутое падение. Стереограммы на рисунках имеют цветовое указание на степень близости указанных разломов к разрушению в единицах функции разрушения Кулона (CFF) (определенной уравнением (4.40)), или на величину порового давления, требуемого для индуцирования смещения по данному разлому. Как указано, распределение разломов и трещин, отмеченных по данным имиджеров, в основном определяет две системы разломов, простирающихся на СВ. Большинство разломов и трещин круто падают на ЗСЗ, но значительное число также падает на ВЮВ. Рис. 11.4 сравнивает распределение и ориентацию критически напряженных разломов для случая сбросового режима напряжений (рис. 11.4, а) и надвигового режима напряжений (рис. 11.4, б). Для обоих случаев принято простирание S_{Hmax}, равное 10° и одинаковые величины вертикальных напряжений и поровых давлений. Как видно на рис. 11.4, при сбросовом режиме напряжений, многие из этих разломов являются критически напряженными (и группируются на нескольких определенных глубинах) и поэтому будут ожидаемо проницаемыми. Отмечается, что системы трещин с падением на ЗСЗ численно превосходят сопряженную систему с падением на ВЮВ. Эти критически напряженные разломы будут индуцировать значительную анизотропию проницаемости в направлении ССВ. Однако если это же распределение трещин было встречено в скважине при надвиговом режиме напряжений (рис. 11.4, б), очень небольшое количество разломов будет критически напряженными. Как показано на рис. 5.1, г, критически напряженные разломы при надвиговом режиме напряжений ожидаются с простиранием в направлении S_{hmin} (в данном случае $\sim 280^\circ$). Так как наблюдаемое распределение разломов в этой скважине позволяет определить соединенную систему разломов типа сброс (рис. 5.1, а), если текущее состояние напряжений характеризуется надвиговым типом, крутое падение большинства разломов будет причиной отсутствия текущей активности большинства из них, несмотря на ориентацию S_{Hmax}. Представленные ниже примеры исследований рассматривают эти типы вопросов, иллюстрируя данные трещиноватых и разбитых разломами залежей в различных типах пород и при различных состояниях напряжений.

При исследованиях, представленных на рис. 11.2 и 11.3, подсистемы проницаемых разломов были определены сравнением разломов, определенных по каротажным имиджам, с высокоточным термокаротажем, который показывает локальные аномалии температуры, ассоциируемые с незначительным потоком флюида по разломам. В представленных ниже случаях, для определения проницаемых трещин и разломов использовались данные термометрии, дебитометрии и тестов с изоляцией отдельных интервалов разреза (пакер тесты) (иногда в комбинации). Таблица 11.1 обобщает различные технологии, используемые для идентификации трещин и разломов в скважинах. Каждая технология имеет преимущества и недостатки. Только тесты с изоляцией отдельных интервалов разреза дают прямые количественные измерения величины проницаемости разломов или трещин, но они очень трудоемки (и поэтому дорогие), проведение многих

Таблица 11.1. Определение проницаемых разломов и трещин в скважинах

Технология	Физическая основа	Глубина исследований	Преимущества	Недостатки
Пакер тесты	Изоляция пакерами отдельных разломов и трещин для прямых измерений приемистости (проводимости)	Проницаемые разломы вокруг скважины	Определение абсолютной проницаемости	Очень трудоемки и дороги для тестирования ряда интервалов
Термоаномалии	Измерение термоаномалий, возникающих при потоке флюида	Около ствола скважины	Легко получаемые и обрабатываемые данные	Трудно использовать при температурном шуме и при близком расположении многих трещин и разломов
Электрические имиджи	Определение электрической проводимости трещин относительно массивных пород	Около ствола скважины	Легко получаемые данные имиджера и идентификация трещин	Слабые отличия электрической проводимости флюида и стенок скважины
Анализ волн Стоунли	Проницаемые трещины ослабляют волны Стоунли	Около ствола скважины	Прямой метод получения и анализа волновой картины	Относительно нечувствителен. Ослабление волны Стоунли может быть связано с разными факторами
Механический дебитометр	Измеряют вариации скорости потока с глубиной, при спуске или подъеме зонда	Формация вокруг скважины	Прямое измерение потока флюида	Требуется высокая скорость потока

тестов на одной скважине с установкой пакеров в открытом стволе может представлять значительный риск. Механические дебитометры измеряют скорость потока из разлома, но они чувствительны только к относительно высокой скорости потока. Будет показано, что анализ волн Стоунли по данным волнового акустического каротажа и атрибутный анализ данных электрических имиджей может отличить проницаемые от непроницаемых разломов, но и они не без недостатков (Cheng, Jinzhong, 1987; Tang, Cheng, 1996).

Примеры исследований

Одной из формаций, для которой представляется возможным применение гипотезы критически напряженного разлома, является формация Monterey в центральной Калифорнии. Monterey это кремнеземные глинистые породы миоценового возраста с очень низкой матричной проницаемостью. Фотография на рис. 5.2 показывает концентрацию нефти в брекчированных зонах разлома формации Monterey (Dholakia, Aydin, 1998). Карта побережья Калифорнии на площади Point Arguello (рис. 5.8) показывает положение четырех скважин, пробуренных в формации Monterey (A, B, C и D), а также стереограммы ориентации разломов и трещин (и азимута S_{Hmax}) в каждой скважине. Стереограммы рис. 5.8 повторно показаны на рис. 11.5 для скважин A, B и C с тенденцией смещения по разлому, показанной цветом. Как на рис. 11.4, красный цвет указывает на близость к нулю функции разрушения Кулона (CFF), поэтому вероятно смещение (уравнение (4.40)) или, эквивалентно, небольшого увеличения порового давления будет достаточно для индуцирования смещения. Полюса критически напряженных разломов при режиме напряжений типа надвиг/сдвиг, характеризующем сегодня этот регион, показаны белым цветом. Это те же самые разломы, показанные красным цветом на 3D диаграмме Мора и на каждой соответствующей стереограмме.

Отмечается, что при одинаковой ориентации напряжений для каждой скважины (показанной на соответствующей стереограмме) и предполагаемых одинаковых величинах напряжений (соответствующих состоянию напряжений типа надвиг/сдвиг), различное расположение разломов в каждой скважине приводит к значительному различию ориентаций критически напряженных разломов и, следовательно, направлений увеличенной проницаемости. Например, в скважине A (левый рисунок) ряд круто падающих трещин с простиранием на северо-запад (падение на северо-восток) не являются критически напряженными. Критически напряженные разломы, в основном, имеют умеренное падение, объединяющее разломы типа надвиг. Предполагается, что простирание этих разломов СЗ-ЮВ — это направление максимальной проницаемости. Это направление ортогонально максимальному горизонтальному сжатию (схематично показанному на рис. 5.1, г). В противоположность, в скважине B (центральный рисунок) круто падающие разломы типа сдвиг с простиранием ∼С-Ю (падающие в основном

на восток) определяют направление максимальной проницаемости (аналогично разломам, показанным на рис. 5.1, в). В заключение, в скважине С большинство критически напряженных разломов являются круто падающими разломами типа сдвиг с простиранием на СВ. Не говоря уже о том, что высокая степень вариации ориентаций разломов, которая может быть встречена в данной системе, делает трудным подготовку заключения об анизотропии проницаемости на основе знаний только о состоянии напряжений. Другими словами, основная взаимосвязь, показанная на рис. 5.1, б, в, г, является достоверной при создании основы для понимания анизотропии проницаемости, индуцированной критически напряженными разломами. Эта основа требует знаний величин и ориентации напряжений, также как расположения разломов в интересующих ориентировках.

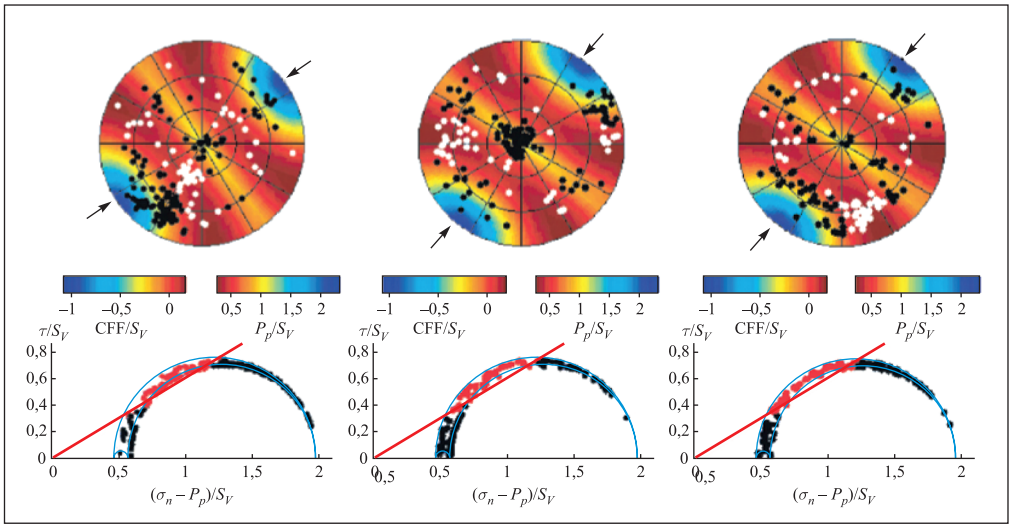


Рис. 11.5. Разломы, определенные по данным имиджера в скважинах A, B, C формации Monterey в западной Калифорнии, показанные прежде на рис. 5.8. Как на рис. 11.4, цвет на стереограммах указывает на тенденцию смещения по разлому при заданной ориентации, в единицах CFF или порового давления, необходимого для индуцирования смещения по разлому. Критически напряженные разломы показаны белым цветом на стереограмме и красным цветом на диаграмме Мора. Отмечается, что хотя каждая скважина рассматривается при одинаковом состоянии напряжений типа надвиг/сдвиг, распределение критически напряженных разломов в каждой скважине различается достаточно сильно, в связи с расположением разломов, присутствующих в трех перспективных скважинах

Как отмечалось выше, важно помнить, что критически напряженные разломы проницаемы в связи с брекчированием, сопровождающем смещение по разлому. Поэтому в хорошо цементированных, хрупких породах с низкой матричной проницаемостью, брекчирование, сопровождающее деформацию сдвига по разлому, будет явно увеличивать проницаемость, тогда как в материалах, где

сдвиг происходит без брекчирования, критически напряженные разломы не будут увеличивать проницаемость массивных пород. Такой пример представлен ниже, в контексте динамических ограничений потока флюидов вдоль разломов в Мексиканском заливе. Другой пример представлен на рис. 11.6 для измерений проницаемости в формации Monterey, полученных по данным испытателя пластов на трубах (drill-steam test, DST) в скважине A рис. 11.5 (и рис. 5.8) (Finkbeiner, Barton 1997). Отмечается, что для DST 2-7 (исследованы все интервалы, за исключением самых неглубоких) общая проницаемость тестируемых интервалов порядка нескольких сотен мД, на много порядков больше чем почти не измеряемая, низкая матричная проницаемость формаций. Однако в DST 8 общая проницаемость составляет около 0,1 мД, на четыре порядка меньше чем на более глубоких интервалах. Причиной этого является то, что в формации, в которой проводился DST 8, кремнезем представлен в форме опала A, аморфного, непрочного материала, который проявляет пластичность во время деформации сдвига. Поэтому сдвиг по критически напряженному разлому не вносит заметного вклада в матричную проницаемость. В формациях, в которых проводились DST 2-7, кремнезем представлен в форме опала CT и кварца, которые являются хрупким материалом.

Рис. 11.7, а представляет данные по проекту Sellafield в Великобритании (Rogers 2002), в области, где проводились исследования, связанные с захоронением радиоактивных отходов. С левой стороны приведена роза-диаграмма, показывающая простирание всех разломов и трещин в тестируемом интервале. Данные показывают широкое распределение трещин с концентрацией по простиранию $\sim 55^\circ$ и 295°. Роза-диаграмма с правой стороны показывает ориентацию проницаемых разломов, определенных по более 90 тестам на приемистость. Так как регион характеризуется сдвиговым режимом напряжений с направлением максимального горизонтального напряжения 330°, ориентация проницаемых разломов точно соответствует ориентации, прогнозируемой гипотезой критически напряженного разлома для соединенных разломов типа сдвиг в данном поле напряжений (рис. 5.1, в). Большинство этих тестов проведено в вулканических породах.

Рис. 11.7, б иллюстрирует глубинный разрез по результатам атрибутного анализа 3D сейсморазведки в Средиземном море, где разломы ассоциируются с путями миграции флюидов, выделенных желтым цветом (Ligtenberg, 2005). Известные изолирующие разломы простираются в ортогональном направлении. Отмечается, что для локальной ВСВ ориентировки S_{Hmax}, ССВ простирание проницаемых разломов точно соответствует прогнозируемой ориентировке для сдвигового режима напряжений. По сейсмическим данным не наблюдаются соединяющиеся системы разломов, но могут присутствовать невидимые для сейсморазведки разломы, заметные по данным имиджеров с ССЗ ориентацией. Необходимо отметить, что Ligtenberg (2005) доказывал, что выделенные разломы являются проницаемыми в связи с тем, что они субпараллельны направлению S_{Hmax}, неявно полагая, что проницаемые разломы являются трещинами типа I.

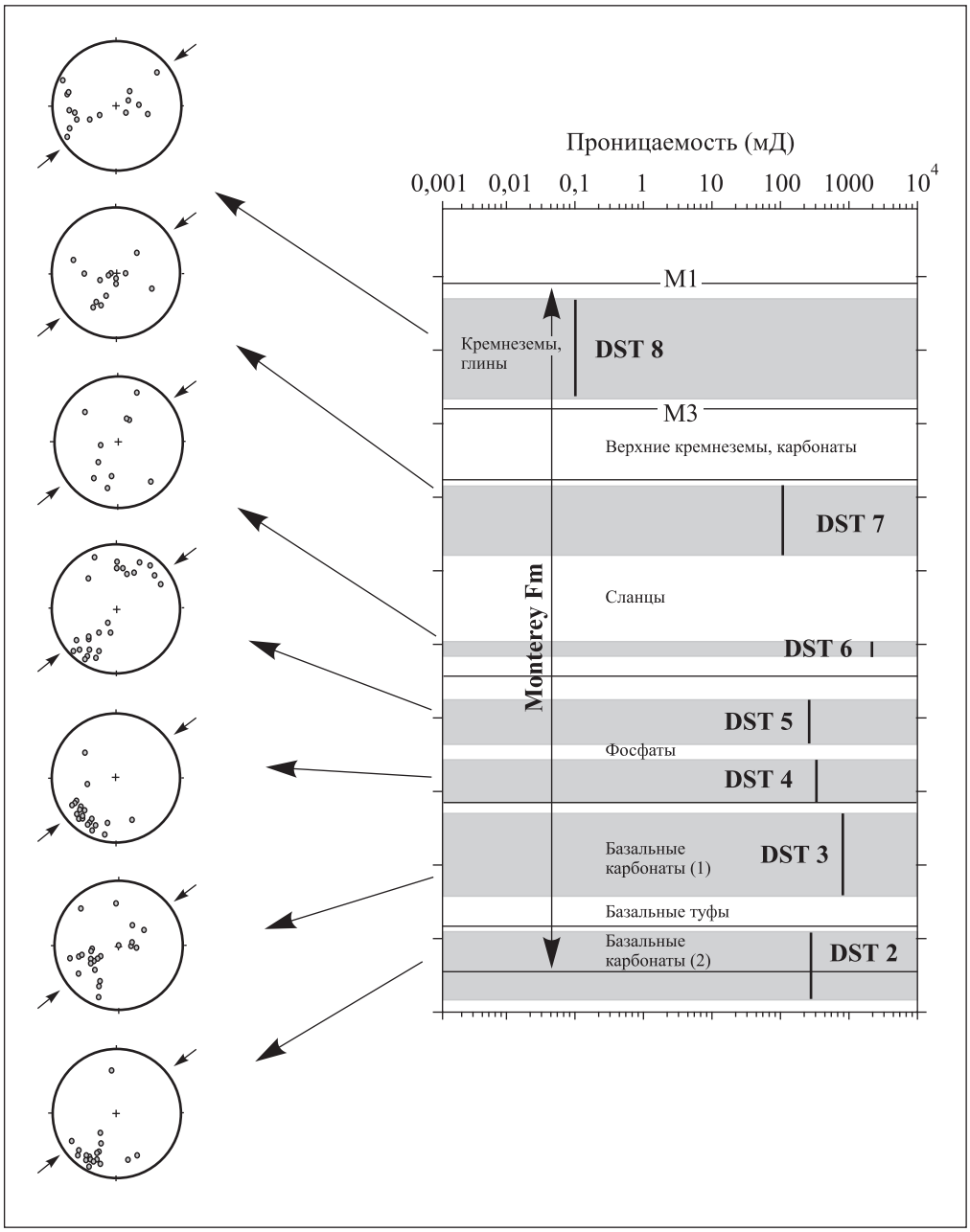
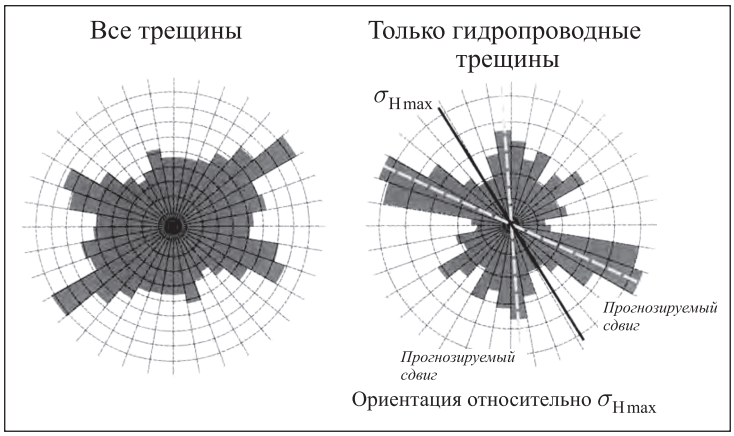


Рис. 11.6. Измерения проницаемости испытателем пластов на трубах (DST) в скважине A (рис. 5.8 и 11.5). Отмечается, что присутствие критически напряженных разломов приводит к значительному увеличению проницаемости (матричная проницаемость незначительна), за исключением случая DST 8, где кремнезем в форме опала A (Finkbeiner, Barton, 1997)

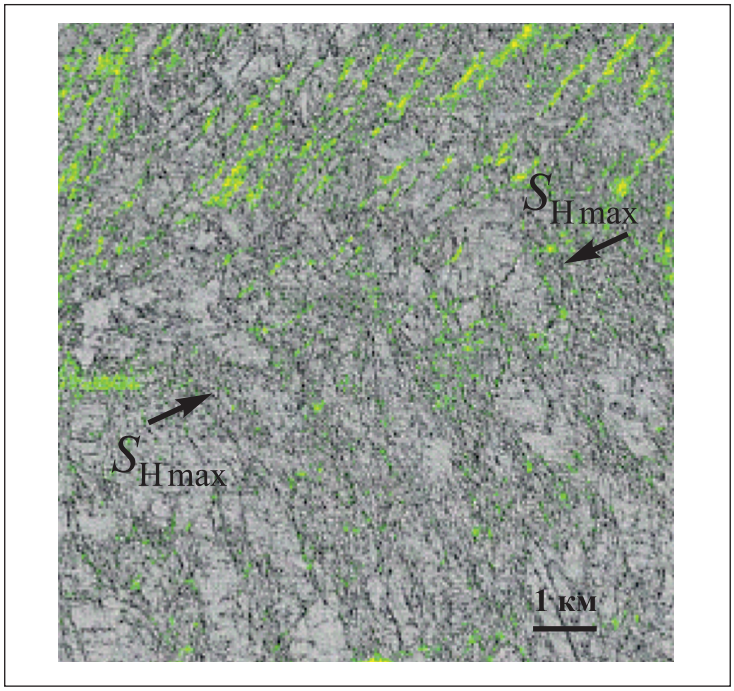
Рис. 11.8 иллюстрирует карту ориентации напряжений и схематичный разрез Dixie Valley, геотермального поля в Неваде. Карта (Hickman, Barton, 1997) показывает направления минимального горизонтального главного напряжения, S_{hmin}, в геотермальной скважине, пробуренной через аллювий и пласты Dixie Valley в разлом Stillwater. Этот разлом, ограничивающий бассейн, является сбросом, ответственным за ~ 3 км воздымание гряды Stillwater относительно Dixie Valley за последние ~ 10 миллионов лет (см. разрез). Геотермальным месторождением является разлом и система трещин, ассоциируемая с разломом Stillwater на глубине. Отмечается, что, направление наименьшего главного напряжения, определенное по вывалам на стенках скважин и индуцированным бурением трещинам растяжения (формирование которых было по существу поддержано напряжением, индуцированным охлаждением), в значительной степени ортогонально простиранию сброса (рис. 5.1, б). До начала эксплуатации геотермального месторождения, природная гидрологическая система характеризовалась движением флюида вверх по разлому с глубины около 4 км с последующим перетоком в трещиноватые базальты долины на 2–3 км глубине (как показано на разрезе).

Проницаемые структуры геотермальной системы Dixie Valley появились в результате двух конкурирующих процессов: создания пористости и проницаемости при брекчировании, ассоциируемой со смещением вдоль разлома Stillwater (и второстепенным разломам), и потери проницаемости, связанной с осаждением кварца в зоне разлома. До начала эксплуатации горячей воды для геотермальной энергии, вода, поступающая в зону разлома на глубине 3 км, была насыщена кремнеземом при температуре $\sim 250\,^{\circ}\mathrm{C}$ (~ 450 мг/л). Вода, вытекающая из разлома на глубине $\sim 2{,}3$ км при температуре $\sim 220\,^{\circ}\mathrm{C}$, также насыщена кремнеземом (~ 320 мг/л) (Hickman, Barton, 1997). Снижение количества кремнезема в воде при подъеме по зоне разлома происходит в результате осаждения, другими словами, разлом будет постепенно изолироваться, становясь кварцевой жилой, исключая события, связанные со смещением по разлому (землетрясения), которые приводят к брекчированию и создают проницаемые пути для потока флюида вверх по разлому. Известно, что геотермальные системы, подобные Dixie Valley, очень редки в бассейне и ряде провинций, просто предполагая, что в большинстве областей процессы изолирования разломов, посредством осаждения кварца, доминируют над процессами брекчирования при землетрясениях. В связи с этим возникает один важный вопрос по исследованиям Dixie Valley: является ли брекчирование (на участках, где разлом Stillwater критически напряжен) причиной, почему некоторые части зоны разлома являются проницаемыми (и могут быть основой активной геотермальной системы), а другие нет.

Диаграмма Мора на рис. 11.9, а указывает, что многие из разломов, отмеченные в скважине 73B-7, контролирующие поток флюидов в геотермальном поле Dixie Valley, являются критически напряженными (то есть, разлом Stillwater, субпараллельные разломы и сочлененные разломы типа сброс), аналогично представленным на рис. 11.1. Основное количество негидропроводных разломов не

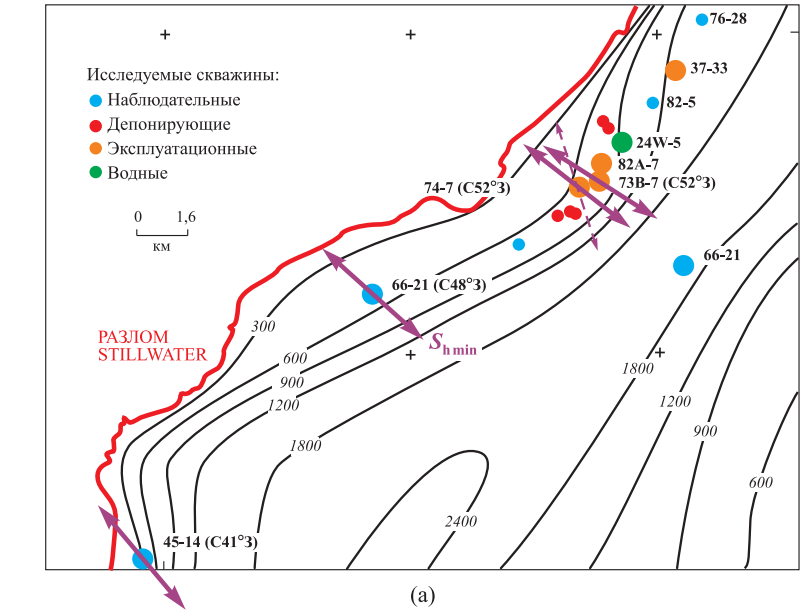


(а)

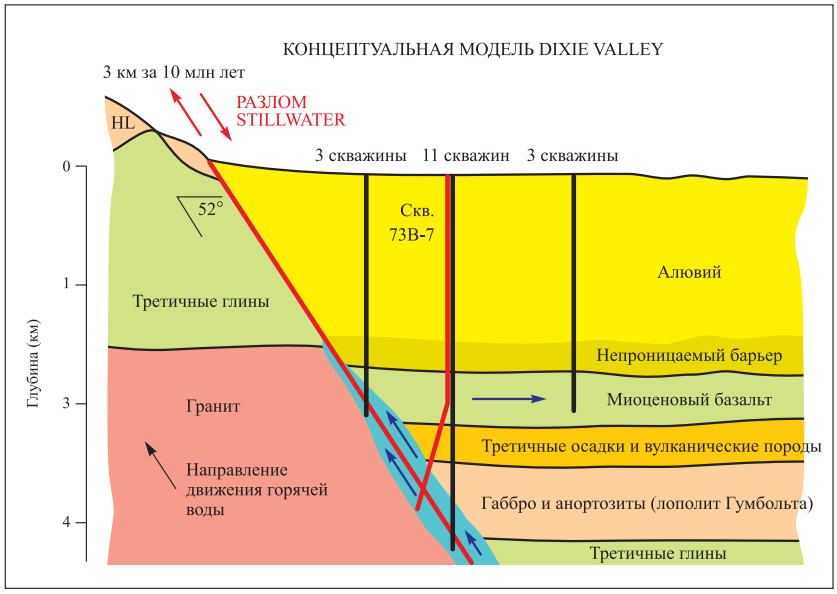


(б)

Рис. 11.7. Роза-диаграмма, иллюстрирующая паправления простираний всех разломов в тестируемой скважине (Engelder, Leftwich) (слева) и простирания только проницаемых разломов по результатам ряда пакер тестов (справа). Ориентация проницаемых разломов согласуется с гипотезой критически напряженного разлома для сдвигового режима напряжений (Rogers, 2002). (б) Глубинный разрез по результатам атрибутного анализа данных 3D сейсморазведки в Средиземном море (Ligtenberg, 2005). Разломы, являющиеся путями миграции флюидов (желтый цвет), имеют ориентировку, согласующуюся с S_{Hmax} для режима напряжений типа сдвиг



(а)



(б)

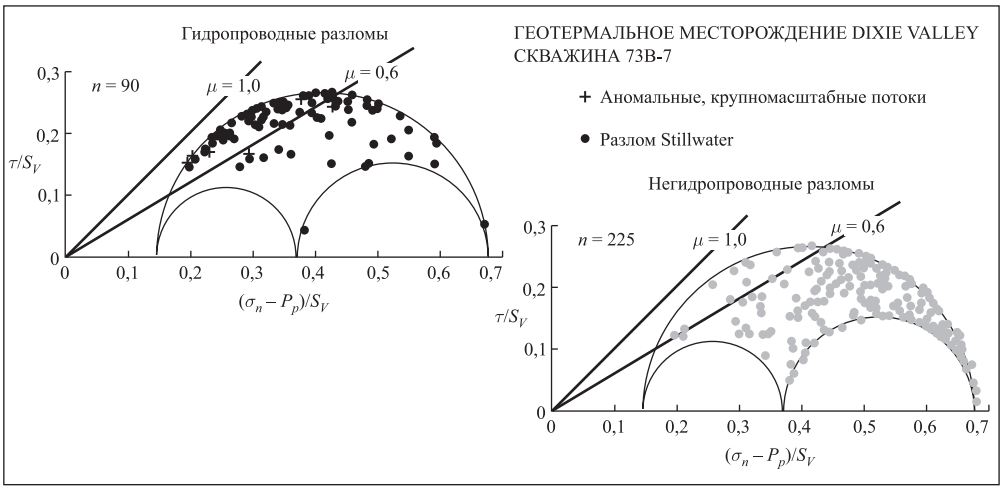
Рис. 11.8. (а) Карта геотермальной площади Dixie Valley в центральной Неваде. Контурные линии указывают на глубину фундамента. Стрелки иллюстрируют направление S_{hmin}, по данным вывалов на стенках скважин и индуцированных бурением трещинам растяжения в указанных скважинах. (б) Схематичный разрез системы Dixie Valley, показывающий, что горячая вода поступает в зону разлома на глубине около 4 км. До начала эксплуатации геотермальной энергии (горячей воды, которая переходит в пар в эксплуатационных скважинах), флюид перетекал из зоны разлома в трещиноватые базальты под долиной (Hickman, Barton, 1997)

являются критически напряженными. В этом случае отмечается, что все основные аномалии потока флюидов (определенные по данным механической дебитометрии) ассоциируются с критически напряженными разломами (символ + на диаграмме Мора), также как и сам разлом Stillwater (большая точка). Один из гидропроводных разломов типа сброс показан на скважинном имиджере, на рис. 11.9, г, с ассоциируемой температурной аномалией, указывающей на значительный поток флюида по этому разлому.

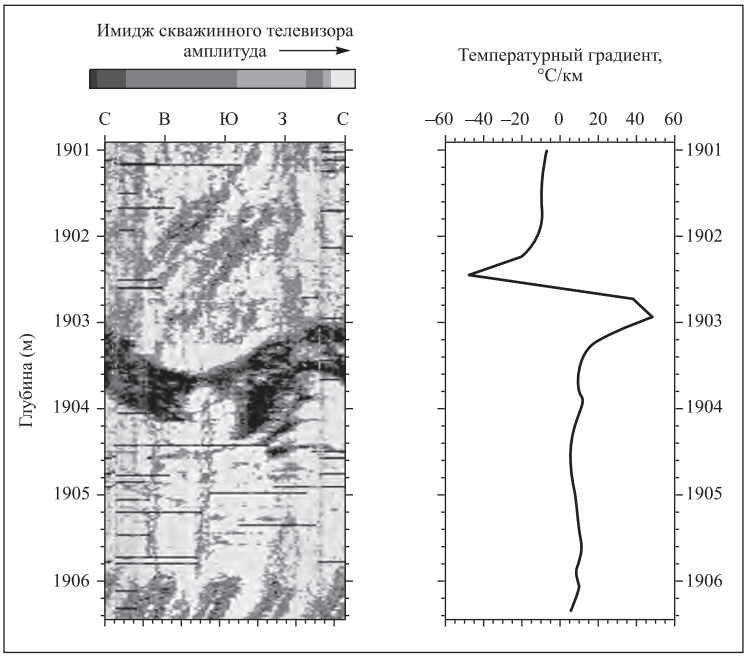
Залежи в меловых породах центральной части Северного моря (такие как Valhall и Ekofisk) являются другим примером важности критически напряженных разломов для контроля проницаемости месторождения. Как показано на рис. 9.6, состояние напряжений в куполе антиклинальной складки залежи Valhall до начала эксплуатации характеризовалось активным образованием разломов типа сброс. Присутствие проницаемых трещин и разломов в Ekofisk повышает общую проницаемость залежи от 0,1–1 мД в матрице до средней эффективной проницаемости $\sim$ 50 мД (Toublanc, Renaud, 2005). При появлении истощения во время эксплуатации (но до закачки флюида для предотвращения уплотнения и просадок) образование разломов типа сброс продолжало встречаться в куполе (рис. 9.6) и рассеивалось к флангам структур (глава 12) благодаря пороупругим изменениям напряжений. В этих высокосжимаемых меловых породах ожидалось значительное уменьшение проницаемости, сопровождающееся увеличением среднего эффективного напряжения, ассоциируемого с истощением (Teufel, 1992). Однако было отмечено (Sulak, 1991), что проницаемость не уменьшается с истощением и уплотнением, а продуктивность остается высокой. Мы аргументировали это как движение активных разломов типа сброс, встречаемых в залежи, поддерживающих проницаемость формации несмотря на встречающееся уплотнение. Было отмечено (Toublanc, Renaud, 2005), что тектонические трещины и разломы имеют критичное значение для контроля потока флюида, также, на основе исторических данных было показано большое значение проницаемых трещин и разломов в эффективной разработки залежи. Они показали, что присутствуют две примерно ортогональные системы тектонических разломов. Если это верно, это будет несовместимо с активным образованием разломов типа сброс, так позже будет показано для однородного простирания систем проницаемых разломов, по существу параллельных направлению максимального горизонтального сжатия (рис. 5.1, б).

Идентификация критически напряженных разломов и вращение вывалов

В предыдущем разделе мы показали, что движение по критически напряженным разломам в залежах с низкой матричной проницаемостью приводит к увеличению общей проницаемости пласта. Смещение по разлому приводит



(а)



(б)

Рис. 11.9. (а) Нормализованные диаграммы Мора для проницаемых и непроницаемых разломов, отмеченных в скважине 73B-7. Отмечается, что основная часть гидропроводных разломов являются критически напряженными, особенно разломы, ассоциируемые с зоной основного потока. (б) Пример значительной температурной аномалии, ассоциируемой с большим разломом типа сброс, в одной из скважин Dixie Valley (Hickman, Barton, 1997)

к изменению поля напряжений вокруг разлома (Pollard, Segall, 1987). Поэтому существует один способ быстрого определения, если скважина бурится в формациях с активными разломами и флуктуации ориентации напряжений определяются на основе наблюдений разрушений ствола скважины, таких как вывалы, индуцированные напряжениями. Такие примеры приводятся на рис. 11.10. С левой стороны приведен профиль ориентации вывалов в интервале глубин 3 000–6 800 м в исследовательской скважине КТВ, в Германии (Brudy, Zoback, 1997). Отмечается изменение ориентации напряжения в различных масштабах, но среднее направление напряжений с глубиной находится в соответствии с региональными индикаторами напряжений. Вывалы резко исчезают на определенных глубинах и появляются на несколько больших глубинах. Данные скважинного имиджера по исследовательской скважине Cajon Pass в южной Калифорнии показывают аналогичные флуктуации ориентации вывалов на 16 м и 4 м интервале (средняя и правая панель), соответственно (Shamir, Zoback, 1992). Опять отмечается флуктуация ориентации вывалов в различных масштабах.

Shamir, Zoback (1992) рассмотрели ряд механизмов, которые могут быть ответственны за изменение ориентировки вывалов, наблюдаемых в скважине Cajon Pass, и пришли к выводу, что изменение напряжений было связано со смещением по разломам. Использовалась не только пространственная корреляция между вращением и исчезновением вывалов, но и дислокационная модель смещения по разломам (Okada, 1992), они могли объяснить основную природу вращения и исчезновения вывалов в скважинах, часто наблюдаемую синхронно с положением, и несомненно, связанных с ними разломов (рис. 11.11). Это было подтверждено позже более детальным моделированием (Barton, Zoback, 1994). В дополнение, посредством спектрального анализа профиля ориентации вывалов в скважине Cajon Pass (Shamir, Zoback, 1992), было показано, что ряд вариаций напряжений различного масштаба достаточно сходен со шкалой магнитуд землетрясений. Другими словами, характер изменений аналогичен хорошо известной зависимости Гутенберга – Рихтера (в данном регионе наблюдается примерно в 10 раз больше землетрясений с магнитудой 3 балла, чем землетрясений с магнитудой 4 балла, и в 10 раз больше с магнитудой 2 балла, чем с магнитудой 3 балла и т. д.), частота вариаций ориентации напряжений находится в обратной зависимости от интервала, в котором они наблюдаются по стволу скважины.

Также будет отмечено, что крупномасштабные аномалии ориентации напряжений могут быть отмечены в регионах, подверженных большим землетрясениям. Такой пример в масштабе месторождения приводится на рис. 6.10 для нефтяного месторождения в Калифорнии. Многие изменения ориентации, встречающиеся в различных структурах месторождения, явно ассоциированы со смещением по многим активным разломам. Другой Калифорнийский пример в масштабе бассейна, показан на рис. 1.7, где карта напряжений южной части долины San Joaquin основана на анализе вывалов, индуцированных напряжением в нефтяных скважинах (Castillo, Zoback, 1995). Вращение направления максимального

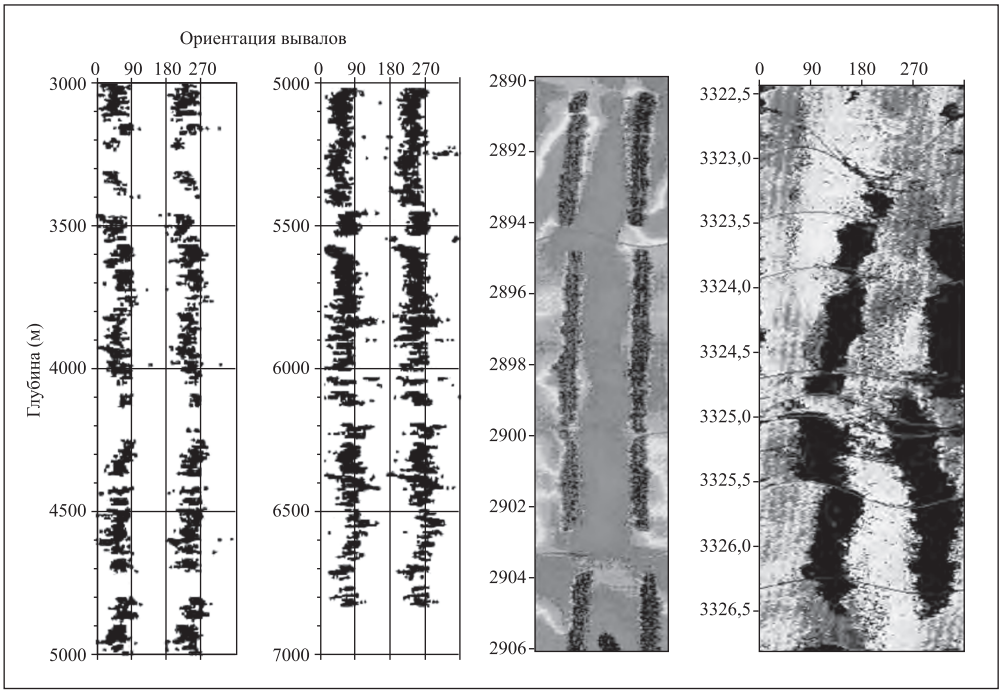
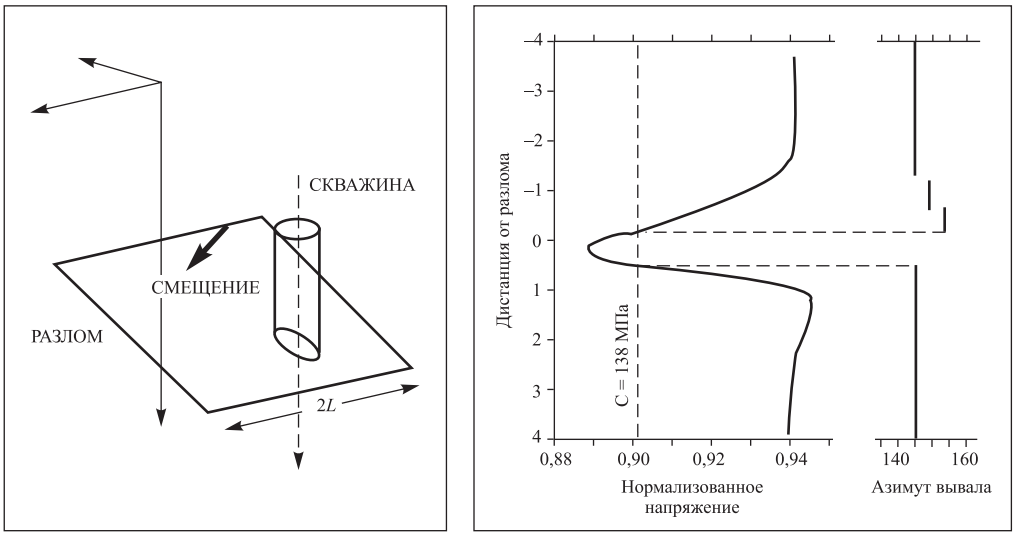


Рис. 11.10. Примеры ориентации вывалов в разных масштабах. Две левые панели показывают ориентировку вывалов в интервале глубин 3 000–6 800 м в исследовательской скважине KTB, в Германии (Brudy, Zoback, 1997). Средняя и правая панель (исследовательская скважина Calon Pass в южной Калифорнии) показывают флуктуацию ориентировки вывалов на имидже в 16 м и 4 м интервале, соответственно (Shamir, Zoback, 1992)

горизонтального напряжения происходит медленно от СВ-ЮЗ в центральной Калифорнии и ∼С-Ю, как разлом San Andreas (и субпараллельные складки и пояса надвигов), поворачиваясь к более восточному простиранию. Это иллюстрируется состоянием напряжений на месторождениях Yowlumne North, Paloma, Yowlumne и Rio Viejo. Аномальное СВ-ЮЗ поле напряжений сжатия, наблюдаемое на месторождениях San Emidio, Los Lobos, Plieto, Wheeler Ridge и North Tejon, было моделировано Castillo, Zoback (1995) как результат изменения напряжений при смещении по СВ-ЮЗ тренду разлома типа надвиг, ответственного за землетрясение 1952 года в Kern County магнитудой 7 баллов. Самые южные месторождения, показанные на рис. 1.9 (характеризующиеся СВ-ЮЗ направлением напряжения сжатия), расположены в висячем блоке надвига и были разработаны в 1960-х и 1970-х годах. Следовательно, во время разработки этих нефтяных месторождений состояние напряжений уже было изменено землетрясением в Kern County.



(а) (б)

Рис. 11.11. (а) Модель пересечения ствола скважины существующим разломом, который переориентировал и изменил поле напряжений в окружающей массе пород. (б) Наблюдаемое вращение напряжения (также как внезапное исчезновение вывалов) может объясняться изменением напряжений, ассоциируемым со смещением по разлому (Shamar, Zoback, 1992)

Искусственно индуцированные микросейсмические события при увеличении проницаемости

Как рассмотрено в главе 4, запуск индуцированной сейсмичности закачкой флюида в арсенале Rocky Mountain и нефтяном месторождении Rangely в Колорадо (рис. 4.22) демонстрирует, что понижение эффективного нормального напряжения на плоскости существующего разлома может индуцировать смещение до этого стабильного разлома. Очевидно, что индуцирование сейсмичности, связанной со смещением по разлому может быть нежелательно на многих нефтяных и газовых месторождениях (глава 12). Однако при очень низкой проницаемости (например, в плотных газонасыщенных глинистых породах), искусственно индуцированные микросейсмические события, посредством закачки флюида, могут использоваться для контроля стимулирования проницаемости формации (Rutledge, Phillips 2004; Maxwell, Urbancic, 2002). Практически, это иногда называют *гидроразрыв на слабовязких жидкостях (slick-water fracking)*, в связи с тем, что используемая технология для смещения по разлому индуцирует относительно крупномасштабные гидравлические трещины с помощью воды с низкой вязкостью, в отличие от геля с проппантом. Вода используется для повышения проникновения флюида в существующие разломы в боковых породах, смежных с плоскостью гидроразрыва. Поэтому микросейсмические события имеет

тенденцию появляться в облаке вокруг плоскости трещины. Когда напряжения находятся в состоянии фрикционного равновесия активации разлома (как часто в случаях, рассмотренных в главе 9) и существующие разломы имеют различную ориентацию, смещение по плоскости оптимально ориентированного разлома может быть индуцировано давлением закачки, по существу эквивалентным наименьшему главному напряжению. Такие операции проводились в горячих сухих породах геотермальных систем, где гидроразрыв, и связанные с ним индуцированные микросейсмы, использовались для увеличения проницаемости и площади теплообмена (Pine, Batchelor, 1984; Baria, Baumgaertner, 1999; Fehler, Jupe, 2001).

Пример стимулирования проницаемости и индуцирования микросейсмичности на газовом месторождении Yufutsu в Японии показан на рис. 11.12 (Tezuka, 2006). Закачка $5\,000$ м^3 воды за 7 дней индуцировала облако событий, показанное на рисунке, параллельное ССВ направлению S_{Hmax} на данном поле. Залежь находится в трещиноватых гранитоидных породах с разломами различного масштаба. На месторождении отмечается сдвиговое состояние напряжений (во фрикционном равновесии). Тесты на закачку, проведенные после индуцирования микросейсмичности, показали увеличение потока в 7 раз. Интересно, что моделирование потока в залежи также подтвердило применимость критически напряженных разломов для потока флюида при их доминирующем критически напряженном состоянии (Tezuka, 2006). Аналогичная интерпретация была получена по результатам гидроразрыва слабовязкими жидкостями в формации Cotton Valley в восточном Texace (Rutledge, Phillips, 2004).

Изоляция разломом/промытые ловушки

В данном и следующем разделе будут рассмотрены гипотезы критически напряженного разлома в контексте разломов, разделяющих залежи. Если разлом, разделяющий залежь, является изолирующим разломом, эта залежь будет потенциально разделена на части (как рассматривалось в главе 2), что имеет существенное значение при начале разработки. Фактически важно знать, какие из разломов залежи могут быть изолирующими и способными разделить залежь на части, а какие нет. Второе возможное основание важности потока вдоль критически напряженных разломов к вопросу изоляции разломом, связано с пониманием, почему некоторые разведки показывают достижение добычи потенциальных коммерческих объемов углеводородов в прошлом, которое на сегодняшний момент не достигнуто. Это явление иногда определяется как проблема *промытых ловушек (blown trap)*. Понимание основ этого явления может помочь в исключении некоторых ошибок разведки месторождения.

Наряду с тем, что данный раздел (и следующий) рассматривает природные процессы, связывающие смещение по разломам и аккумуляцию углеводородов, антропогенные процессы, такие как заводнение, закачка пара или гидроразрыв могут потенциально индуцировать смещение по разлому и потенциально ин-



Рис. 11.12. Вид в перспективе четырех скважин газового месторождения Yufutsu, некоторых больших разломов в залежи и облака микросейсмических событий, индуцированных закачкой 5 000 м^3 воды за 7 дней (Tezuka, 2006). Облако событий вытянуто вдоль направления вертикальной плоскости гидроразрыва по азимуту S_{Hmax}

дуцировать утечку углеводородов. Хотя эта тема здесь детально не рассматривается, обсуждаемые принципы могут легко применяться в случае увеличения давления связанного с закачкой.

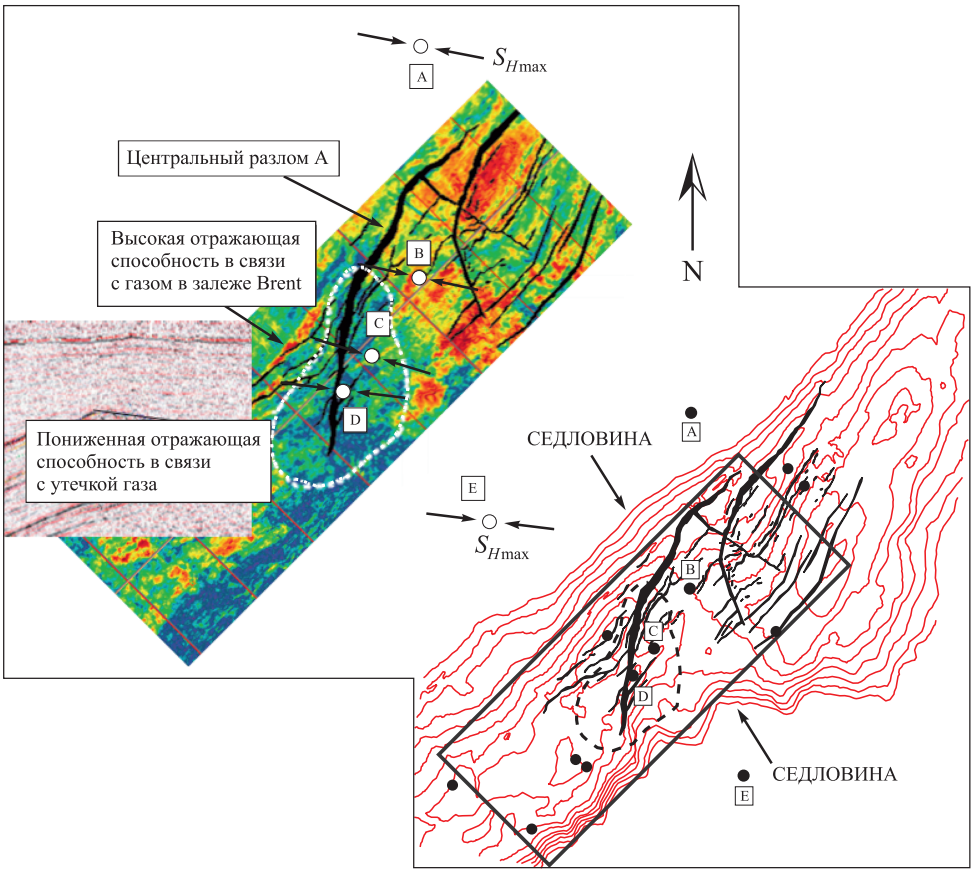
Обращаясь к проблеме смещения по неплоским разломам на границах залежи, разбивка разлома на небольшие плоские секции разлома позволяет нам оценить касательное и нормальное напряжения на каждой секции, как мы делали это для небольших разломов в залежи, ранее в данной главе. Далее выразим вероятность смещения по разлому в единицах величины превышающего давления, требуемого для случая смещения по разлому, при заполнении ловушки, выталкивающей силой градиента пластового давления с одной стороны разлома. Вероятность смещения по разлому прямо зависит от потенциальной изолирующей способности заданного разлома, ограничивающего залежь. Как рассмотрено в главе 2, когда углеводороды аккумулируются в проницаемой залежи, ограниченной изолирующим разломом, поровое давление на границе разлом-залежь увеличивается в связи с тем, что градиент порового давления углеводородов значительно меньше гидростатического градиента, что связано с низкой плотностью углеводородов (рис. 2.8). Так как толщина нефтенасыщенного интервала увеличивается, в некоторой точке, поровое давление будет достаточным для индуциро-

вания смещения по разлому, обеспечивая механизм увеличения проницаемости разлома и утечки флюида из залежи.

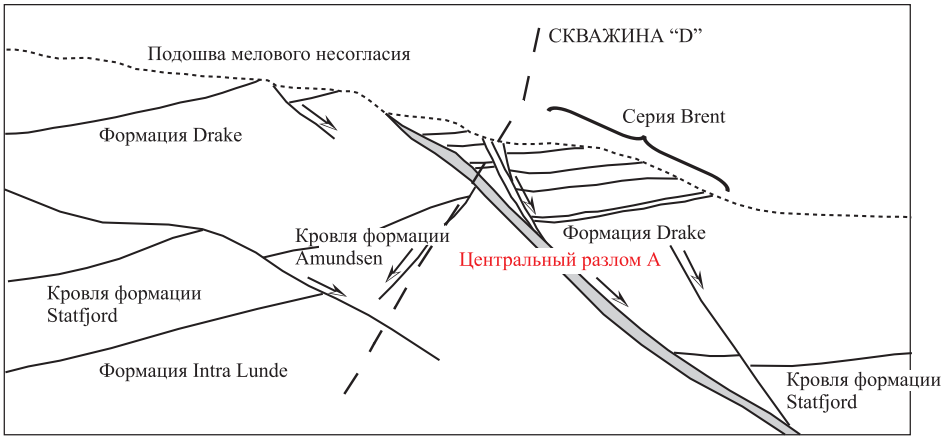
Рис. 11.13 рассматривает месторождение Visund в северной части Северного моря, которое прежде рассматривалось в контексте использования индуцированных бурением трещин растяжения для определения ориентации напряжения (рис. 6.7) и величины напряжения (рис. 7.13). В данном случае мы рассмотрим вопрос прямо мотивирующий наши исследования: *почему произошла утечка газа вдоль южной части центрального разлома А*? Месторождение Visund расположено в морское зоне Норвегии, в самом восточном крупном тектоническом блоке гряды Tampen (Færseth, Sjøblom 1995), вдоль западной границы грабена Viking. Месторождение делится на несколько нефтяных и газовых блоков, часть из которых разделена центральным разломом А (карта на рис. 11.13). Нефтенасыщенные интервалы определены в формации Brent, которая является первичным резервуаром, также как Statfjord и Amundsen формации. Как показано на рис. 11.13, а, низкая отражательная способность вдоль южной части центрального разлома А, в кровле залежи Brent, интерпретируется как результат утечки газа из залежи (указано контуром прерывистой белой линии). Данные по этому региону очень высокого качества и не отмечалась смена литологии, которая может внести изменения в сейсмическую отражательную способность.

Контурная карта на рис. 11.13, а представляет кровлю формации Brent с разломами, площадью распространения утечки газа (прерывистая темная линия) и показывает часть карты слева (синий прямоугольник), наложенную на структурный контур. Разведочные скважины, по которым получены данные по напряжениям и поровым давлениям, показаны темными кружками. Месторождение Brent представляет гряду, простирающуюся с северо-востока на юго-запад с седловиной между скважинами B и C, пересекающей гряду перпендикулярно. Гряда является ловушкой для газа вдоль большей части длины, за исключением части гряды, отмеченной прерывистой линией, с низкой отражательной способностью. Южная граница месторождения Brent круто погружается в грабен Viking. Это результат действия большого, ограничивающего грабен разлома с простиранием СВ-ЮЗ, который пересекает южное окончание центрального разлома А. Влияние

Рис. 11.13. (а) Карта сейсмического коэффициента отражения по кровле формации Brent (Engelder, Leftwich, 1997) и структурная контурная карта (справа). Прерывистые линии указывают на регион проявлений газовой утечки вдоль южной части центрального разлома А. Ориентация напряжений в скважинах Visund была показана на рис. 6.7. Вставка представляет часть сейсмического разреза, демонстрирующего видимые газовые каналы в вышележащих породах от точки утечки. (б) Схематичный геологический разрез, показывающий характер вскрытия скважиной D боковой ветви центрального разлома А. Отмечается, что углеводороды формации Brent, между центральным разломом А и его боковой ветвью, будут формировать залежь в лежачем блоке. (Wiprut, Zoback, 2002)


$S_{H\max}$
A
Центральный разлом A
Высокая отражающая способность в связи с газом в залеже Brent
B
C
D
Пониженная отражающая способность в связи с утечкой газа
N
СЕДЛОВИНА
A
E
$S_{H\max}$
B
C
D
СЕДЛОВИНА
E

(а)


Подошва мелового несогласия
СКВАЖИНА “D”
Формация Drake
Серия Brent
Кровля формации Amundsen
Центральный разлом A
Формация Drake
Кровля формации Statfjord
Формация Intra Lunde
Кровля формации Statfjord

(б)

ограничивающего грабен разлома может отмечаться как резкий переход от высокой к низкой отражательной способности в южной части сейсмической карты.

Рис. 11.13, б иллюстрирует схематичный геологический разрез по линии восток-запад, через скважину D и центральный разлом A. Центральный разлом A образовался в юрское время как разлом типа сброс с падением $\sim 60^\circ$ (Færseth, Sjøblom, 1995) и амплитудой 300 м. С того времени разлом испытал вращение и теперь имеет падение между 30° и 45°, в результате центральный разлом A является оптимально ориентированным для начала реактивации, как надвиг в текущем поле напряжений (рис. 1.10, региональное поле напряжений; рис. 6.7, ориентация напряжений поля Visund; рис. 7.13, величины напряжений поля Visund). Возвращаясь к сказанному в главе 1, мы рассмотрим состояние напряжений типа сдвиг/надвиг в северной части Северного моря (Lindholm, Bungum, 1995), относительно напряжений сжатия, индуцированных дегляциацией за последние 10 000–15 000 лет. Следовательно условия, приводящие к потенциальной реактивации длительно бездействующего разлома типа сброс при текущем поле напряжений сжатия, в геологическом смысле очень молодые и представляют потенциал для существования *промытых ловушек*. Другими словами, прежде неактивный разлом, который был способен изолировать углеводороды (как граничный разлом в лежачем блоке месторождения Brent, показанный на разрезе рис. 11.13, б), может потерять свою изолирующую способность, если он будет реактивирован в комбинации с современным увеличением напряжения сжатия и давления флюида в кровле залежи.

Для оценки гипотезы о реактивации южной части центрального разлома A, что явилось причиной локализованной утечки, Wiprut, Zoback (2000) пересчитали величины и ориентации напряжений поля Visund по $\sim 100 \times 100$ м треугольным элементам в индивидуальных плоскостях разлома для определения напряжений сдвига и нормального для каждой части разлома. Мы использовали критерий разрушения Кулона для определения элементов разлома склонных к возникновению смещения. Проведена перестановка элементов уравнения (4.39) для определения порового давления, при котором элемент разлома начнет смещаться (уравнение (11.1)), это поровое давление определено как критическое поровое давление P_p^{crit}:

$$P_p^{\text{crit}} = S_n - \tau/\mu. \tag{11.1}$$

При расчете напряжений сдвига и нормального мы определили ориентацию нормальных составляющих к элементам разлома в координатной системе, определенной полем напряжений. Во вставке рис. 11.14 показан элемент разлома, определенный координатной системой главных напряжений S_1, S_2 и S_3. Точки a, b и c являются вершинами элемента разлома, $\hat{\mathbf{n}}$ — нормальная составляющая к элементу разлома, и $\mathbf{t}$ — сила сцепления, действующая на поверхности элемента разлома. Нормальная составляющая к элементу разлома определяется векторным

произведением, по уравнению (11.2):

$$\hat{\mathbf{n}} = \frac{\mathbf{f} \times \mathbf{g}}{|\mathbf{f}||\mathbf{g}|}, \tag{11.2}$$

где $\mathbf{f}$ и $\mathbf{g}$ — любые два вектора, определенные точками a, b и c. Сила сцепления, действующая на плоскости разлома, является произведением тензора напряжений и составляющей нормального вектора (уравнение (11.3)):

$$\mathbf{t} = \mathbf{S}\hat{\mathbf{n}} \tag{11.3}$$

(см. вставку на рис. 11.14). В связи с тем, что напряжения не отличаются значительно между изучаемыми скважинами на отдельных месторождениях, мы определяем один тензор напряжений для каждого месторождения, используя отдельные одномерные модели, которые изменяются с глубиной. Тензор напряжений определен в уравнении (11.4):

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{\mathrm{Hmax}} & 0 & 0 \\ 0 & S_{\mathrm{v}} & 0 \\ 0 & 0 & S_{\mathrm{hmin}} \end{bmatrix}. \tag{11.4}$$

Беря произведение нормальной составляющей вектора и вектора силы сцепления, получаем величину нормального напряжения (уравнение (11.5)). Величина напряжения сдвига определяется простым применением теоремы Пифагора (уравнение (11.6)):

$$\mathbf{S}_n = \hat{\mathbf{n}} \cdot \mathbf{t}, \tag{11.5}$$

$$\tau^2 = t^2 - S_n^2. \tag{11.6}$$

Мы рассчитываем критическое поровое давление на каждом элементе разлома, принимая коэффициент трения равным $0{,}6$. Разница между критическим поровым давлением и измеренным поровым давлением называется критическим изменением давления. Эта величина показывает как близко элемент разлома к смещению при заданном поровом давлении, определенным для месторождения, и, следовательно, измеряет потенциал утечки.

Рис. 11.14 показывает вид в перспективе центрального разлома A, определенного по данным трехмерной сейсморазведки (модифицировано по данным (Wiprut, Zoback, 2000)). В верхней части рисунка приводится схематичная карта разлома, показанная вдоль ориентировки максимального горизонтального напряжения, по трем близлежащим к разлому скважинам. Закрашенная область представляет площадное распространение утечки газа (упрощенный рис. 11.13). На нижней части рис. 11.14 приводится вид в перспективе поверхности разлома с приблизительно восточным падением. Темные кружки на плоскости разлома указывают на точки пересечения центрального разлома скважиной D. Цвета на

плоскости разлома указывают на потенциал утечки, основанный на ориентации разлома, напряжениях и поровом давлении. Цвета показывают разность между рассчитанным нами критическим поровым давлением и линией базового давления, показанного на рис. 7.13. Эта разница представляет критическое изменение давления (определенное ранее). Красный цвет указывает на относительно небольшое увеличение порового давления, достаточное для активации разлома. Синий цвет указывает на возможность значительного увеличения (более 200 бар) порового давления до начала смещения этой части разлома при текущем поле напряжений. Отмечается, что большая часть разлома, которая наиболее вероятна для смещения (указанная белым контуром) располагается вдоль той же части разлома, где наблюдается утечка. Также отмечается, что эта часть разлома совпадает с областью изменения простирания плоскости разлома. Таким образом, наблюдается корреляция между критерием критически напряженного разлома и областью разлома, где встречаются проявления утечки.

Наклонная скважина D вскрывает центральный разлом A на отметке 2933 м (вертикальная глубина) (разрезы рис. 11.13 и 11.14). В связи с тем, что скважина D вскрывает разлом на данной площади, мы можем количественно оценить корреляцию между утечкой газа и нашим прогнозом утечки. Поровое давление на месторождении Visund значительно выше гидростатического по всей залежи (рис. 7.13). Вставка на рис. 11.14 показывает детальный обзор измерений порового давления в трех скважинах, в непосредственной близости от центрального разлома A. Высокий градиент давления в скважине D является скорее результатом наличия легкой нефти, а не свободного газа. Как показано на рис. 11.14, давление ниже разлома (указанного положением пунктирной горизонтальной линии) находится в пределах ~ 10 бар от теоретического критического порового давления для смещения по разлому (толстая пунктирная линия). Выше разлома поровое давление значительно меньше, что указывает на связь порового давления вдоль разлома, но не поперек разлома.

Рис. 11.15, а представляет вид в перспективе, и в плане в сторону севера, всех основных разломов месторождения Visund, цвет которых указывает на потенциал утечки углеводородов, как на рис. 11.14 (Wiprut, Zoback, 2002). Вид в перспективе на этом рисунке дает искажения, таким образом, масштабы приблизительны. Многие из разломов указывают на высокий потенциал утечки, по причине, аналогичной для центрального разлома A. Они простираются приблизительно ортогонально направлению S_{Hmax} (рис. 6.7) и в связи с тем, что они падают под относительно небольшим углом, разломы могут быть реактивированы как надвиги при режиме напряжений типа сдвиг/надвиг, присутствующем на месторождении.

Важно различать, что эта *карта утечки* указывает только на потенциал утечки углеводородов вдоль данного разлома в единицах порового давления, требуемого для смещения по разлому. Она не предполагает, что разлом красного цвета находится в состоянии утечки, в нем должны присутствовать углеводороды для

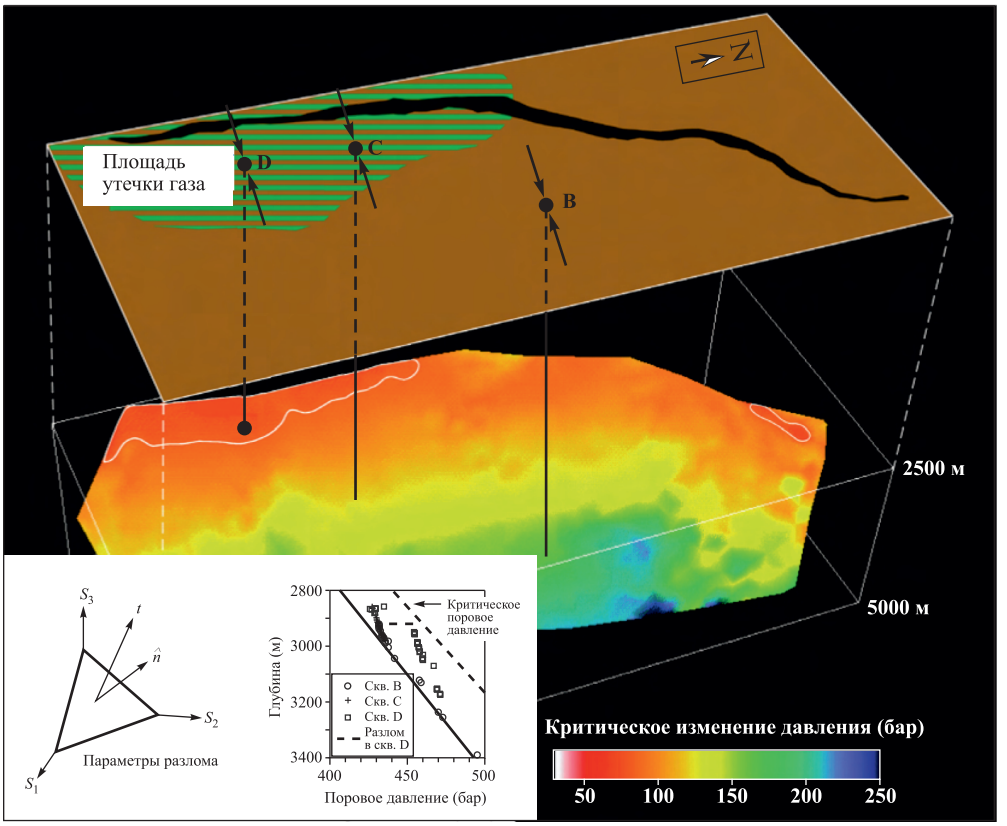
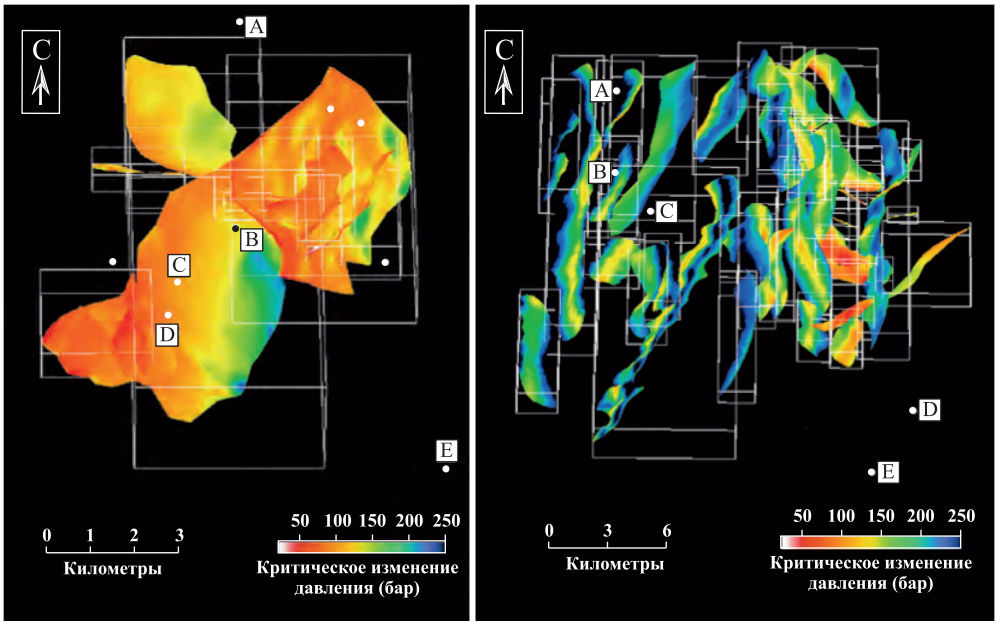


Рис. 11.14. Вид в перспективе на центральный разлом A и площадь утечки газа по разлому, показанную на рис. 11.13, а. Ориентация напряжений, ассоциируемая со скважинами B, C и D, была показана на рис. 6.7. Цвета на плоскости разлома (падающего в сторону наблюдателя) указывают на величину критического изменения давления (или величину превышения давления над наблюдаемым давлением, при котором вероятно смещение по разлому). Вставка иллюстрирует расчет напряжений на индивидуальных сегментах разлома и фактически рассчитанное критическое поровое давление (пунктирная линия) в пределах 10 бар от измеренного давления в скважине D, в лежачем блоке разлома (Wiprut, Zoback, 2000)

утечки и поровое давление должно увеличиться до показанного уровня для реактивации разлома, необходимой для появления утечки.

Рис. 11.15, б аналогичен левому рисунку, для относительно близкого месторождения в северной части Северного моря, где состояние напряжений по существу аналогично месторождению Visund (Wiprut, Zoback, 2002). Отмечается, что большинство разломов не показывает значительный потенциал утечки. Это, в первую очередь, результат крутого падения разломов, которое делает их недостаточно ориентированными для фрикционного смещения при текущем поле напряжений, в отличие от разломов месторождения Visund, которые со временем были повернуты к меньшим углам падения. Этот прогноз согласуется с отсут-



(а) (б)

Рис. 11.15. (а) Карта потенциала утечки для разломов месторождения Visund (аналогично показанной для центрального разлома A, большого разлома с падением в центре на восток, на рис. 11.14). Отмечается, что большинство разломов этого месторождения имеют высокий потенциал утечки, в связи с тем, что они простираются почти нормально к S_{Hmax} (рис. 6.7) и имеют небольшое падение, делающее их относительно легко реактивируемыми как разломы типа надвиг. Буквы показывают положение скважин. Необходимо отметить, что вид в перспективе искажает масштаб карты. (б) Карта потенциала утечки месторождения, расположенного относительно недалеко от месторождения Visund, с аналогичным состоянием напряжений. В связи с тем, что разломы имеют крутое падение, S_{Hmax} имеет тенденцию к созданию высокого нормального напряжения на этих разломах, делая их реактивацию маловероятной (Wiprut, Zoback, 2002)

ствием утечки углеводородов и их миграции на месторождении, показанном на рис. 11.15, б. В соответствии с анализом (Wiprut, Zoback, 2002), основные разломы в центре месторождения могут потенциально поддерживать разницу порового давления до 150–170 бар, параллельно их поверхности на самых слабых точках. Наблюдения поровых давлений в скважинах на противоположных сторонах разломов этого месторождения, показали разницу давлений приблизительно 150 бар.

Дополнительный пример применения гипотезы критически напряженного разлома для разделения разломов с утечкой и изолирующих, показан на рис. 11.16 (модифицировано, Castillo, Bishop 2000) для месторождения Corallina в море Timor. Рассматриваемый разлом имеет крутое падение и изгибается от СЗ-ЮВ ориентации к восточному направлению. Так как эта площадь имеет сдвиговый

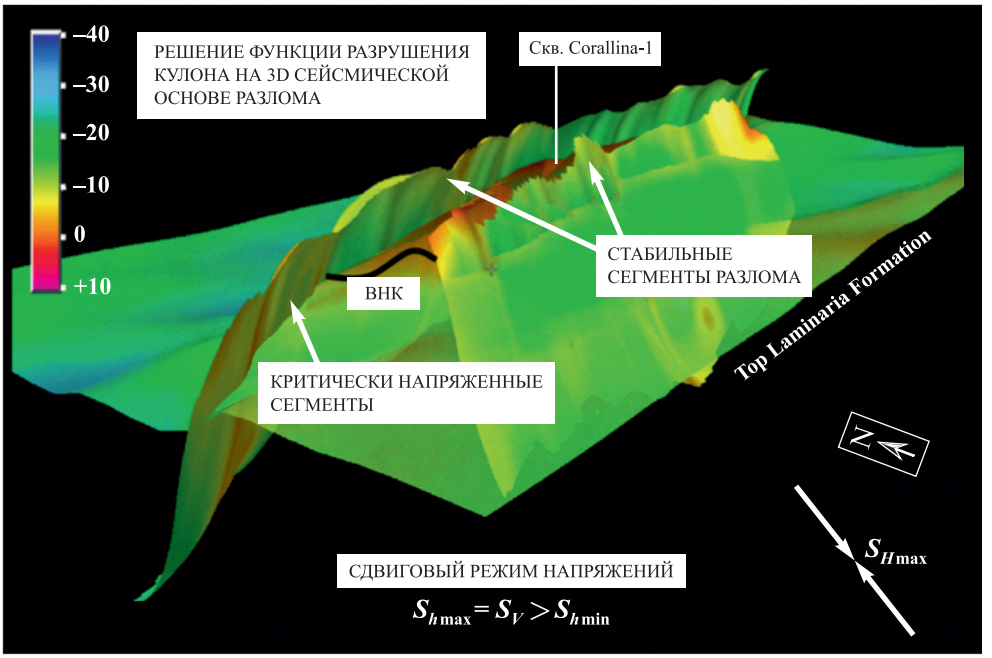


Рис. 11.16. Карта возможности утечки для месторождения Corallina в море Timor. При сдвиговом режиме напряжений, отмечается значительный потенциал утечки (который коррелируется с положением водонефтяного контакта) в области, где разлом имеет простирание соответствующее направлению S_{Hmax} (Castillo, Bishop, 2000)

режим напряжений, при котором S_{Hmax} направлен к ССВ, секции разлома с общим направлением СЗ-ЮВ не являются критически напряженными, в то время как секции с простиранием ближе к восточному направлению являются критически напряженными. Поэтому положение водонефтяного контакта (ВНК) согласуется с переходной зоной от критически напряженных сегментов к стабильным сегментам разлома.

Динамические ограничения миграции углеводородов

В данном разделе мы рассмотрим, могут ли динамические механизмы играть важную роль в миграции углеводородов в некоторых осадочных бассейнах и определении объемов аккумулируемой нефти и газа в данных залежах. Рис. 11.17 иллюстрирует схему возможной аккумуляции углеводородов в антиклинальной структуре, ограниченной с одной стороны изолирующим разломом. Классический структурный контроль аккумуляции углеводородов включает в себя геометрию структуры или литологию в непосредственном соседстве от разлома. Когда антиклинальная структура контролирует объем углеводородов, как в показанном примере, залежь называют *заполненной до точки перегиба струк-*

туры, так, что приток дополнительной нефти или газа будет причиной перетока сверху вниз или за пределы структуры. Когда к разлому примыкают проницаемые пески, *утечка через разлом* может контролировать аккумуляцию углеводородов. В этом случае разлом может быть изолирующим, когда залежь примыкает к низкопроницаемым глинам, но становится проводимым, когда залежь примыкает к проницаемым пескам. В этом случае объем аккумулируемых углеводородов в залежи контролируется структурным положением песков, как показано на рис. 11.17.

Динамический механизм может быть также важен при контроле аккумуляции углеводородов в залежи. Аккумуляция углеводородов увеличивает давление в кровле структуры благодаря их плавучести (как рассмотрено в главе 2). Три динамических механизма утечки углеводородов иллюстрировано с правой стороны рис. 11.17. *Капиллярное давление проникновения* подразумевает, что давление выталкивающей силы столба нефти или газа в кровле залежи превышает силу, требуемую для потока через покрышку (Scowalter, 1979). Капиллярное давление проникновения может рассматриваться как давление, при котором заметный объем *несмачивающей* фазы, такой как нефть или газ, могут проходить сквозь породы покрышки, насыщенные водой, которая является *смачивающей* фазой, на поверхности контакта с минералами, окружающими поры. В связи с тем, что породы имеют распределение пор по размеру, приложение большего давления к несмачивающей фазе увеличивает количество открывающихся мелких пор для проникновения. Это отражено на кривых капиллярных давлений, которые представляют насыщенность как функцию давления. Капиллярное давление обычно измеряется в лабораториях, используя воздух и ртуть (или воздух/вода и нефть/вода), и пересчитывают на пластовые условия для систем нефть/вода или газ/вода. Так как эта тема находится за пределами рассмотрения данной книги, более детальное ее обсуждение можно найти в работе Dullien (1992). Необходимо отметить, что бывают случаи, когда трудно различить механизмы, действующие на ограничение объема углеводородов в залежи. В случае, когда залежь не заполнена до *точки перегиба структуры*, при отсутствии других данных, можно предположить, что давление выталкивающей силы в кровле залежи достигает давления капиллярного проникновения в покрышке, когда, фактически, другой динамический механизм ограничивает толщину нефтенасыщенного интервала.

Вторым динамическим механизмом, контролирующим толщину нефтенасыщенного интервала в залежи, иллюстрируемым на рис. 11.17, является гидроразрыв пород покрышки, когда давление в залежи превышает величину наименьшего главного напряжения в покрышке. В этом случае говорят, что *залежь на утечке*. Любое дополнительное количество углеводородов, попадающее в залежь, будет причиной роста вертикальных трещин и утечки через покрышку. Пример такого процесса приведен для глубоководного мини-бассейна Popeye-Genesis в Мексиканском заливе (Seldon, Fleming, 2005). Третий механизм, ди-

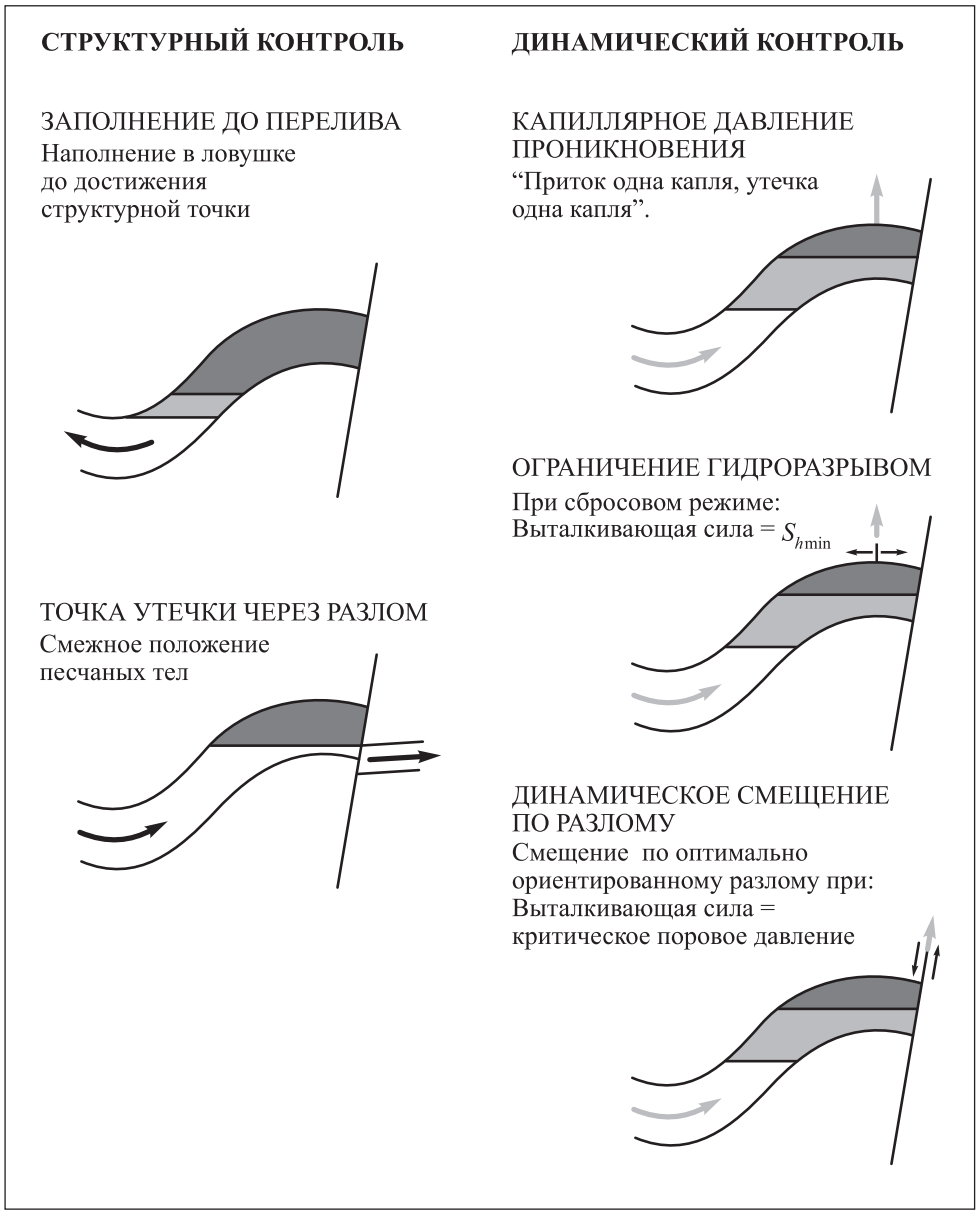


Рис. 11.17. Схемы классического структурного контроля (с левой стороны) аккумуляции углеводородов в песчаной залежи, ограниченной разломом (темно-серым цветом представлен газ, светло-серым цветом — нефть). Эти механизмы, включают *заполнение до точки перегиба структуры* (заполнение углеводородами закрытой структуры) и *утечку через разлом*, если разлом примыкает в одной части к непроницаемым глинам, а в другой части - к проницаемым пескам. Три динамических механизма ассоциируются с давлением выталкивающей силы в кровле залежи. Они включают *капиллярное давление проникновения* в породы покрышки, *гидроразрыв* пород покрышки и *смещение по разлому*, индуцированное давлением в залежи

намическое смещение по разлому, полагает, что давление выталкивающей силы в кровле структуры превышает силу трения ограничивающего разлома. Другими словами, давление флюида в залежи, частично в результате плавучести углеводородов, является достаточным для индуцирования смещения по ограничивающему залежь разлому. Пример такого процесса приведен ниже, для месторождения South Eugene Island в Мексиканском заливе.

Отмечается, что во всех трех динамических механизмах, приведенных на рис. 11.17, при высоком начальном поровым давлении водной фазы (до разработки углеводородов) будет ожидаться относительно небольшая аккумуляция углеводородов, в результате очень высокого давления на изолирующий слой, фактически достигающим критическое давление, при котором нарушается изолирующая способность для углеводородов. Это иллюстрируется на рис. 11.18. Независимо от применяемого динамического механизма, приведенного на рис. 11.18, высокое начальное поровое давление водной фазы уменьшает динамическую изолирующую способность и уменьшает вероятную общую аккумуляцию углеводородов (Finkbeiner, Zoback, 2001).

Во многих отношениях, случай, когда давление выталкивающей силы индуцирует смещение по разлому, аналогичен описанному для центрального разлома A (и других разломов с потенциальной утечкой) на месторождении Visund. Однако существует важное различие между этим случаем и встречаемыми на площадях развития молодых, нецементированных, пластичных формаций, аналогично встречаемым в Мексиканском заливе. В хрупких породах (как на месторождении Visund) смещение по разлому ожидаемо приводит к брекчированию и долговременной потере изолирующей способности разлома. В нецементированных и пластичных глинах Мексиканского залива поток флюидов вдоль разлома может встречаться только во время смещения по разлому. Поэтому после смещения, поверхность разлома в пластичных глинах может легко пластично деформироваться и запечатать разлом, так, что поток флюида по плоскости разлома является эпизодическим, что приблизительно похоже на модель предохранительного клапана (Sibson, 1992). Такой пример будет рассмотрен ниже.

На рис. 11.19 (Finkbeiner, Zoback, 2001) мы повторно рассмотрим давление флюида в наклонном песчаном теле, окруженном относительно непроницаемыми глинами, в контексте концепции центроида, определенной на рис. 2.12. Мы делаем это для дальнейшей проверки динамического контроля толщины нефтенасыщенного интервала, иллюстрированной на рис. 11.19. На рис. 11.19 мы покажем условия, при которых будет встречаться гидроразрыв в породах покрышки. Выше точки центроида, поровое давление в залежи будет выше, чем в глинах покрышки, и со временем достигнет наименьшего главного напряжения в глинах. Отмечается, что диаграммы Мора рис. 11.19 несколько отличаются от представленных прежде. В данном случае, абсцисса представляет общее напряжение, а не эффективное напряжение, так, что можно на диаграмме построить кривую порового давления, также как кривые величин напряжений. Поэтому

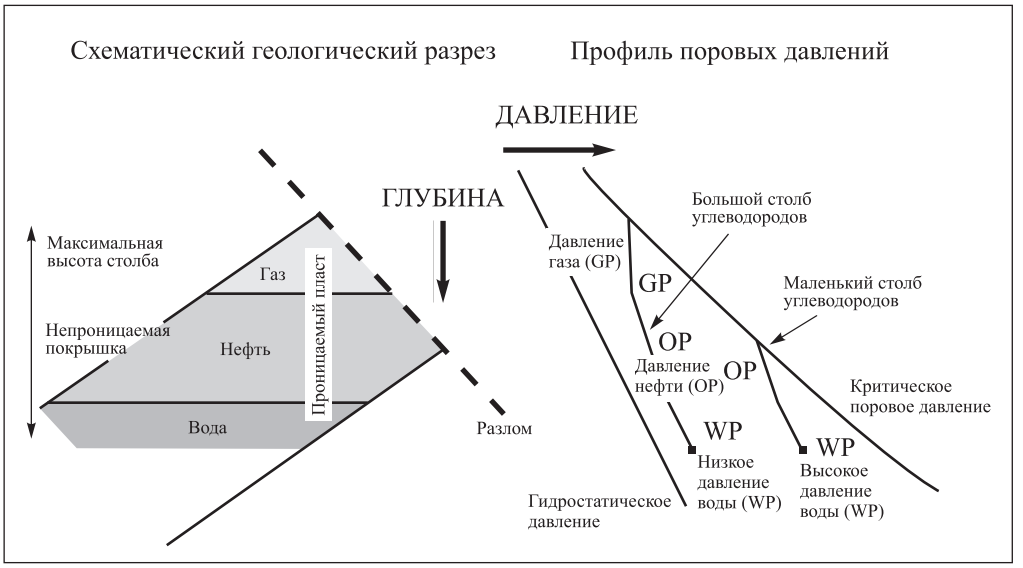


Рис. 11.18. Иллюстрация аккумуляции углеводородов в лежачем тектоническом блоке, определяемой давлением выталкивающей силы на изолирующий разлом (в случае экранировки залежи разломом). Для динамических механизмов утечки, при относительно высоком поровом давлении водной фазы, до достижения динамического предела, в залежи может аккумулироваться небольшое количество углеводородов (Wiprut, Zoback, 2001)

условием гидроразрыва пород покрышки является поровое давление в песчаной залежи (P_p^{ss}), достигающее величины наименьшего главного напряжения в глинах (левый край круга Мора). Отмечается, что поровое давление в песках (P_p^{ss}) превышает поровое давление в глинах (P_p^{sh}).

Условия, при которых происходит динамическое смещение по разлому, показаны на рис. 11.19, б. Отмечается, что, как и в случае гидроразрыва, поровое давление в залежи, на кровле структуры, превышает давление в глинах, но не достигает величины наименьшего главного напряжения. Точнее, в связи с присутствием экранирующего залежь разлома в кровле структуры, поровое давление индуцирует смещение при давлении в залежи (P_p^{ss}), при котором круг Мора касается линии разрушения. Поэтому смещение по экранирующему залежь разлому встречается при более низком давлении, чем требуется для гидроразрыва. Другими словами, повреждение изолирующего разлома и миграция флюидов может встречаться на более ранних стадиях, чем часто полагают.

При обычном структурном контроле высоты нефтенасыщенного интервала в залежи (или капиллярной утечке), поровое давление в песках ниже, чем в глинах (в данном случае нет центроида) и ниже, чем встречается при гидроразрыве или смещении по разлому (рис. 11.19, в).

Мы применили эти концепции на месторождении South Eugene Island 330, расположенном в 160 км от побережья Луизианы в Мексиканском за-

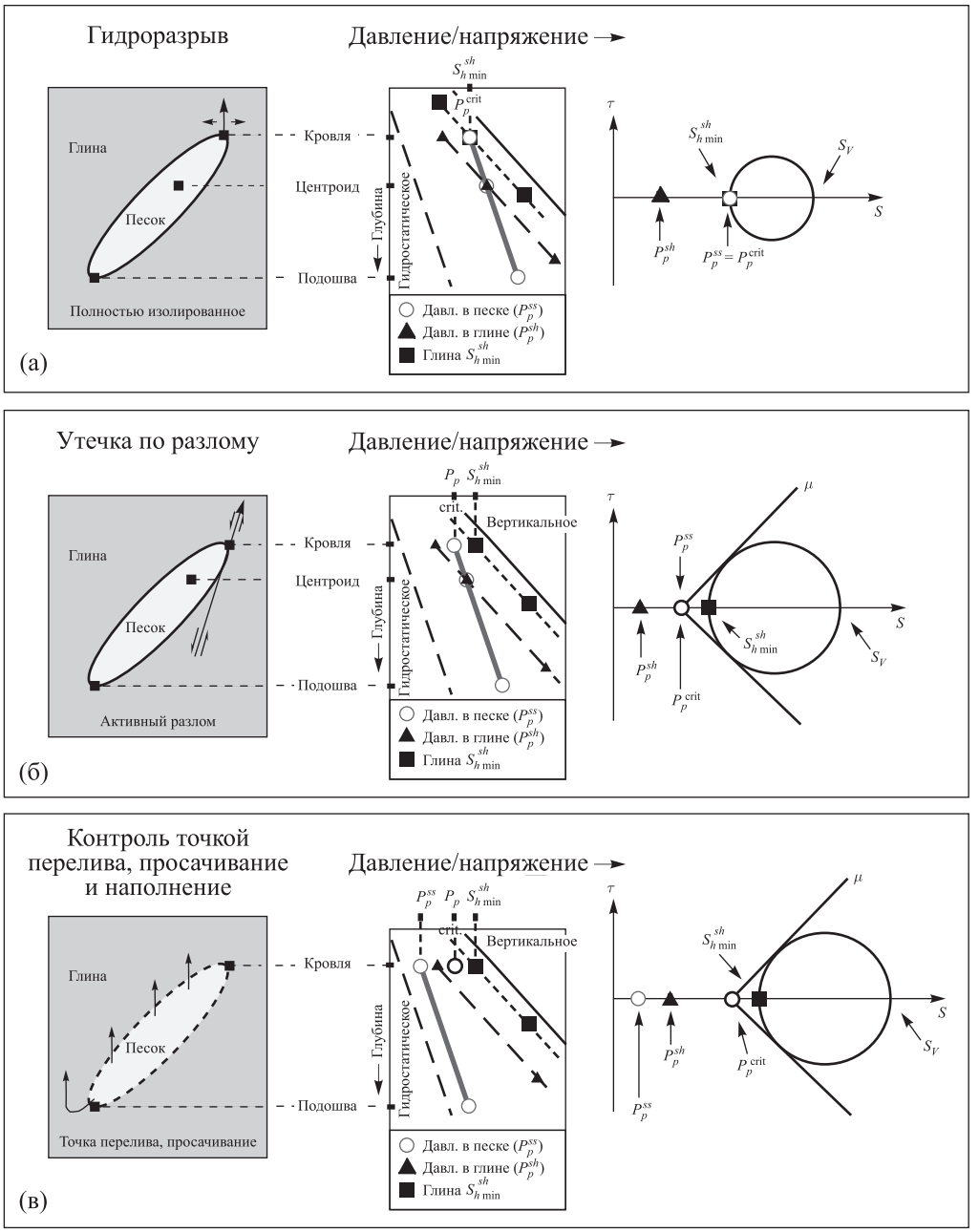


Рис. 11.19. Иллюстрация условий по давлению и напряжениям в залежи песчаного тела, окруженного глинами, при которых: (а) происходит гидроразрыв пород покрышки, (б) встречается индуцированное давлением смещение по экранирующему залежь разлому, или (в) встречается обычное ограничение нефтенасыщенного интервала. Отмечается, что для случаев гидроразрыва покрышки и индуцированного давлением смещения по разлому, поровое давление в кровле песчаного тела залежи выше, чем в соседних глинах (Finkbeiner, Zoback, 2001)

ливе (Finkbeiner, Zoback, 2001). South Eugene Island 330 является плиоцен-плейстоценовым подсолевым мини-бассейном, ограниченным с северо-востока, падающей на юг, растущей системой разломов (Alexander, Fleming, 1995). Разрез месторождения приведен на рис. 2.6, а, а карта песков OI, являющихся одним из основных продуктивных слоев, показана на рис. 2.7. Существовал ряд вопросов, мотивирующих исследования (Finkbeiner, Zoback, 2001), включая причину различных нефтенасыщенных интервалов в соседних блоках (как показано для разлома блоков A и B в песках OI на рис. 2.7). Отмечается, что при нефтенасыщенном интервале, высотой несколько десятков метров, в тектонических блоках A, D и E, существует очень большой интервал газа (и гораздо меньший нефтенасыщенный интервал) в тектонических блоках B и C. В то время как блоки B и C (и D и E) связаны через секущий разлом, тектонические блоки A и B (и C и D) явно разделены. Так как на данной площади наблюдаются обильные источники углеводородов для заполнения этих залежей (персональное сообщение S. Hipper), *почему тектонические блоки A, D и E не заполнены до точки перегиба структуры*? Еще более фундаментальный вопрос по этим нефтяным месторождениям — как такие большие объемы углеводородов смогли накопиться в этих молодых песчаных залежах, разделенных почти непроницаемыми глинами большой мощности (рис. 2.6). Месторождение South Eugene Island является одним из самых больших месторождений нефти и газа в мире, но характер заполнения залежей еще не совсем ясен (Anderson, Fleming, 1994).

Для проверки этих вопросов были проведены детальные исследования давлений в различных залежах (Finkbeiner, Zoback, 2001). Как показано на рис. 11.20, а в блоке A поля South Eugene Island, в песках JD, KE, LF и OI наблюдается явный эффект центроида с давлением газа (или нефти) в кровле залежи, превышающем поровое давление в глинах на эквивалентной глубине (рис. 2.8, б). Однако только в песках OI отмечается давление в кровле залежи, эквивалентное давлению, ассоциируемому с динамическими механизмами утечки, рассмотренными выше. В этом случае, давление в кровле залежи эквивалентно давлению, при котором экранирующий разлом ожидается к смещению (указано желтым цветом для коэффициента трения в интервале между 0,3 и 0,6). Поэтому нефтенасыщенный интервал высотой несколько десятков метров, в песках OI, представляет динамический предел, добавка дополнительного количества нефти (или газа) приведет к смещению по разлому и миграции углеводородов вверх по разлому (Finkbeiner, Zoback, 2001). Это справедливо и для тектонических блоков D и E, в которых наблюдается относительно короткий нефтенасыщенный интервал (рис. 2.7). Ситуация в блоке B (рис. 11.20, б) аналогична наблюдаемой в блоке A, так как эффект центроида отмечается во всех залежах. Однако, в связи с тем, что поровое давление водной фазы в тектоническом блоке B ниже, чем в тектоническом блоке A (рис. 2.8, а), может поддерживаться большой газонасыщенный интервал (рис. 2.7) до достижения давления в кровле, ассоциируемого со смещением по разлому. Поэтому начальное поровое давление в перспектив-

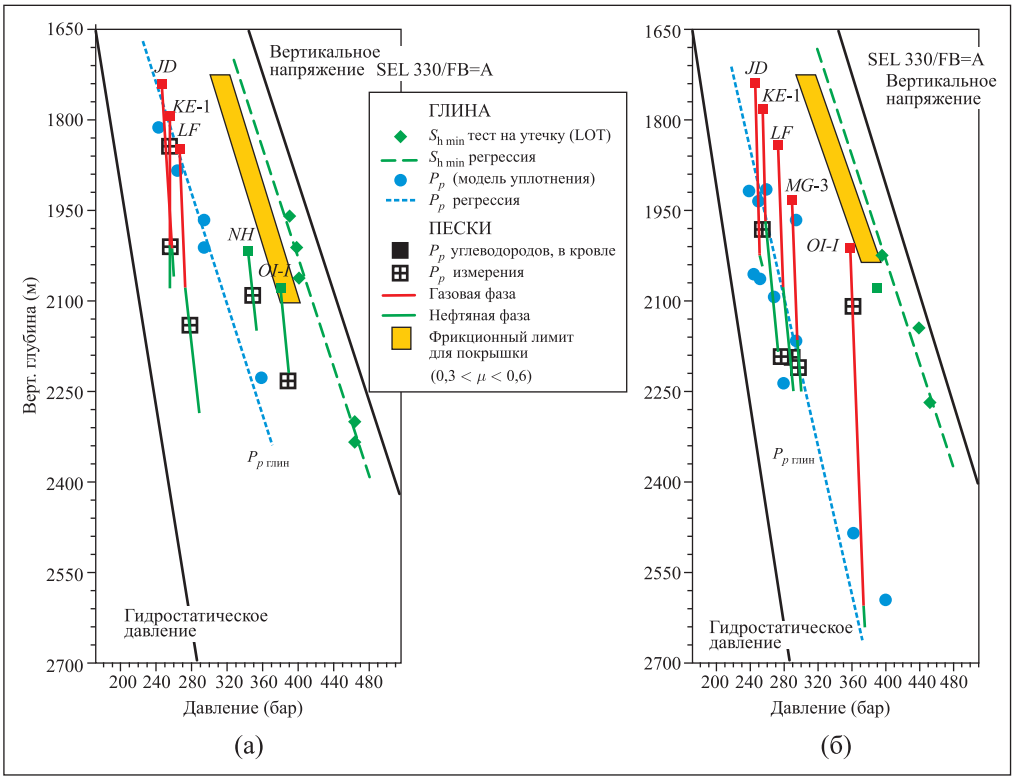


Рис. 11.20. Давление в различных залежах месторождения South Eugene Island, в (а) тектоническом блоке А и (б) тектоническом блоке В. Карта песков OI на рис. 2.7 указывает на положение тектонических блоков А и В. Геологический разрез, показанный на рис. 2.6, а, указывает на различные залежи. Символ квадрата с чертой указывает на точку измерения давления, экстраполируемого на большие и меньшие глубины, на основе знаний величины нефтенасыщенного интервала и плотностей флюидов. Отмечается, что только давление в кровле нефтенасыщенного интервала в песках OI близко к динамическому пределу для индуцирования смещения по ограничивающему залежь разлому (Finkbeiner, Zoback, 2001)

ных залежах, до начала их заполнения углеводородами, представляет условие, контролирующее накапливаемое со временем количество углеводородов. Будет отмечено, что при давлении в кровле песков OI тектонического блока В, близком к динамическому пределу, нефтенасыщенный интервал также близок к точке точки перегиба структуры. Пока не ясно, какой механизм отвечает за результирующий градиент давления в нефтенасыщенном интервале, невозможно поддерживать показанный интервал нефти в стабильности пока поровое давление водной фазы в тектоническом блоке В не будет значительно ниже, чем в тектоническом блоке А.

В связи с молодым возрастом осадков в South Eugene Island, пески и глины являются нецеметированными и глины деформируются пластично. Поэтому

разломы не будут брекчироваться и будут ожидаемо залечиваться и показывать незначительное или отсутствие увеличения проницаемости после момента смещения. Поэтому предполагается, что поток флюида вдоль разлома будет эпизодическим по природе, встречающимся во время смещения по разлому (Anderson, Fleming, 1994; Losh, Eglinton, 1999). Интересно, что сейсмический образ *пузыря* углеводородов, движущихся вверх с ССЗ трендом растущего разлома, ограничивающего тектонический блок B с севера, был регистрирован 4D сейсмическим профилированием (Haney, Snieder, 2005). Как показано на рис. 11.21, между 1985 и 1992 годами, *яркие пятна* на плоскости разлома предположительно образованные в результате присутствия газа (или газа, растворенного в нефти), наблюдались в двух различных местах на плоскости разлома, на расстоянии около 1 км.

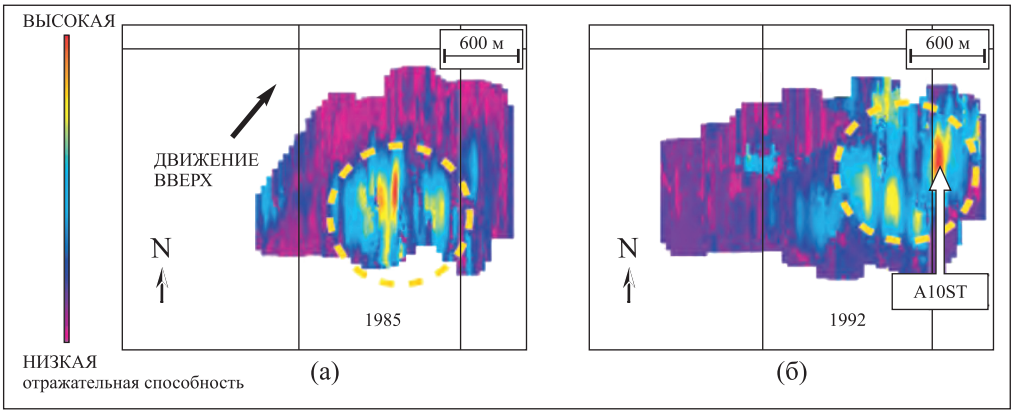


Рис. 11.21. Карта отражательной способности плоскости разлома на месторождении SEI-330 в (а) 1985 и (б) 1992 годах, показывающая кажущееся движение вверх пузыря углеводородов, вдоль плоскости разлома (Haney, Snieder, 2005). Положение разлома, вдоль которого движется пузырь углеводородов (и положение скважины A10ST относительно разлома), можно проследить сравнением карт рис. 8.11, б и 2.7

В заключение рис. 11.22 показывает сейсмический разрез, прежде показанный на рис. 2.6, б, с кратким изложением механизмов, контролирующих аккумуляцию углеводородов на различных глубинах месторождения South Eugene Island 330 (Finkbeiner, Zoback, 2001). Относительно неглубокие залежи (GA, HB, JD и LF) являются *заполненными до точки перегиба структуры*. Проявление динамического механизма смещения по разлому, контролирующего аккумуляцию нефти и газа, наблюдается в песках OI, как рассматривалось выше. Finkbeiner, Zoback (2001) доказали, что небольшой градиент давления в нефтенасыщенном интервале на глубине песков Lentic, которые имеют аномально высокое давление (не показано), видимо контролируется динамическим механизмом (это не *заполнение до точки перегиба структуры* и нет очевидных проявлений потока через разлом). Однако, в связи с тем, что давление очень высоко, неопределенности в величине порового давления и наименьшего главного напряжения дела-

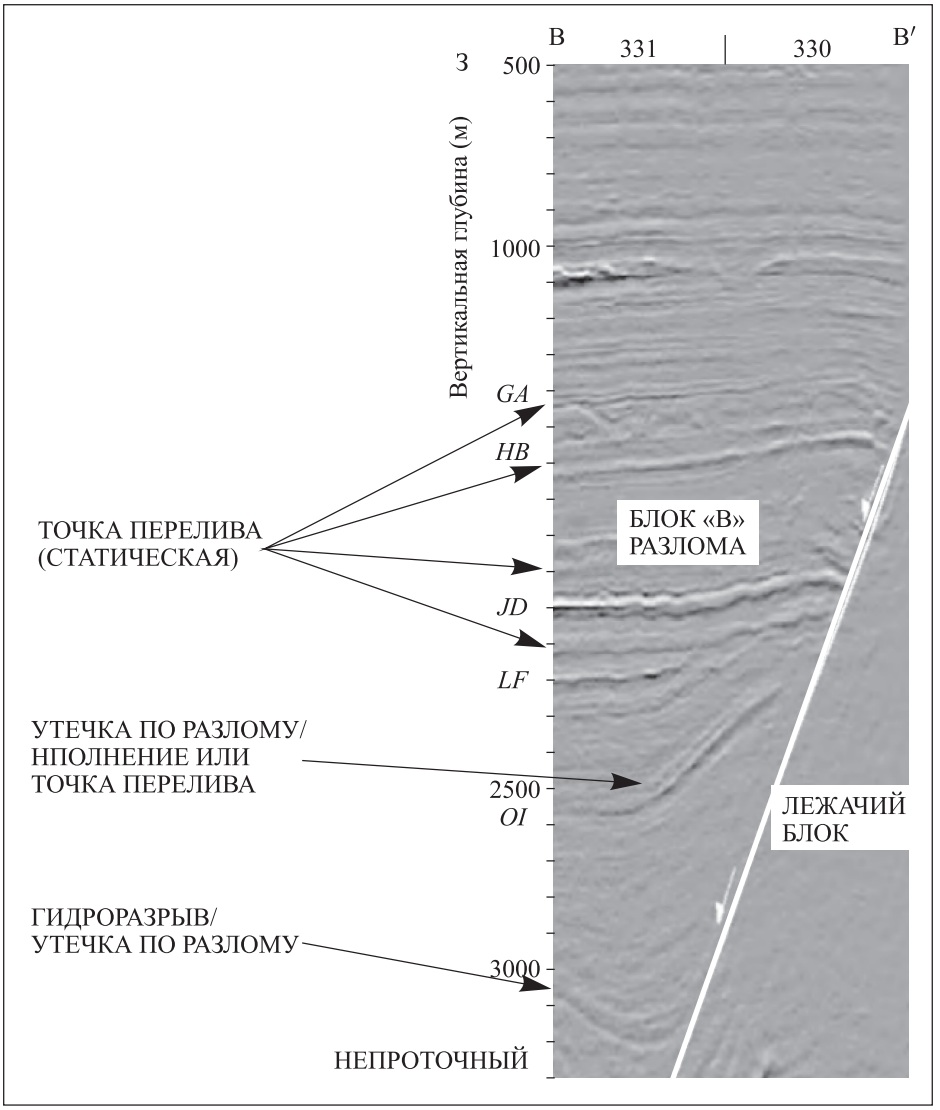


Рис. 11.22. Сейсмический разрез месторождения South Eugene Island 330, показанный ранее на рис. 2.6, б, с кратким изложением механизмов, контролирующих аккумуляцию углеводородов на различных глубинах (Finkbeiner, Zoback, 2001)

ют неясным динамический механизм ограничения значения нефтенасыщенного интервала, включающий гидроразрыв пород покрышки или динамическое смещение по разлому.

Глава 12

Эффекты, связанные с истощением залежи

Обратимся к проблемам, связанным с деформацией и изменением напряжений внутри и вокруг истощающейся залежи, которые важны по многим причинам. Хорошо известно, что проблемы, связанные с деформацией обсадных труб и просадкой поверхности, которые создают основные трудности на некоторых нефтяных и газовых месторождениях, связаны с уплотнением непрочных формаций. Значительное изменение напряжений, встречающееся в залежах с высокой степенью истощения (рис. 2.10, а), может сделать бурение новых скважин до более глубоких горизонтов, достаточно проблематичным, в связи с необходимостью низкого веса бурового раствора в истощенных формациях, для предотвращения потери циркуляции. Истощение также имеет потенциал активации разломов как внутри, так и снаружи залежи, при некоторых геологических условиях. Хотя такие проблемы могут вызывать опасения на некоторых месторождениях, истощение может быть полезно при разработке месторождения. Например, гидроразрыв может быть более эффективным в истощенных залежах, чем в этих же залежах до истощения. В некоторых залежах, с непрочными породами, режим уплотнения пласта является эффективным механизмом увеличения общего объема извлекаемых углеводородов, особенно при несущественных изменениях проницаемости, связанных с уплотнением.

Всестороннее рассмотрение этих проблем в данной главе проводится в трех разделах. В первом разделе я рассмотрю процесс, связанный с истощением внутри залежи, и акцентирую внимание, в основном, на изменения напряжения при истощении. Мы начнем с рассмотрения *траектории напряжений* в залежи, уменьшения величины горизонтального напряжения внутри залежи в результате уменьшения порового давления, связанного с истощением. Следующей рассматриваемой темой является индуцированное истощением активация разломов внутри залежи, которое может казаться нелогичным, в связи с тем, что хорошо известно, при повышении порового давления в результате закачки, может индуцироваться сейсмичность, обязанная уменьшению эффективного напряжения на существующие разломы (как рассмотрено в главе 4). Далее рассмотрим условия, при которых может индуцироваться вращение направления главного горизонтального напряжения. В большинстве обстановок величины главных горизонтальных напряжений, во время истощения, ожидаемо изменяются на одинаковую величину, как при отсутствии вращения главного горизонтального напряжения.

Я покажу ниже, что при наличии непроницаемого разлома, ограничивающего залежь, истощение с одной стороны разлома делает возможным индуцирование вращения направления главного горизонтального напряжения. В таких случаях, трещины гидроразрыва, индуцированные после истощения, будут ожидаемо распространяться в различных направлениях, нежели это было до истощения, потенциально оказывая особый положительный эффект на продуктивность. В заключение рассмотрим проблемы, связанные с бурением через истощенные интервалы к более глубоким залежам. В таких случаях, уменьшение наименьшего главного напряжения будет требовать применения бурового раствора с меньшим весом (для предотвращения непреднамеренного гидроразрыва и потери циркуляции) и, в некоторых случаях, бурение с требуемым весом бурового раствора в истощенных залежах не представляется реальным, в контексте требуемого веса раствора для достижения стабильности ствола скважины (или компенсации порового давления) в соседних формациях.

Во втором разделе данной главы будут рассмотрены деформацию внутри истощающейся залежи. После рассмотрения основных понятий уплотнения, мы определим шатровую (end cap) модель деформации (глава 4) и форму ее представления мы назовем ДАОЗ (дефорационный анализ области залежи), который рассматривает необратимое (пластическое) уплотнение и потенциал образования разломов, индуцированных разработкой, в части параметров, легко измеряемых в лабораториях, и часто измеряемых в залежах. В связи с тем, что нецементированные пески могут проявлять вязкопластичность, или временную зависимость необратимого уплотнения, я кратко рассмотрю основной закон для длиннопериодного уплотнения залежи по данным лабораторных измерений, описанных прежде в главе 3, которые касаются этого феномена. Также кратко рассмотрим, как уплотнение может индуцировать значительную потерю проницаемости в непрочных осадочных породах, и покажу применение ДАОЗ (или вязкопластического основного закона) для оценки общей потери пористости в непрочной песчаной залежи, которая по оценкам связана с изменением проницаемости. Будет представлен случай исследования, в котором сравнивается прогнозируемое изменение проницаемости с измеренной проницаемостью на истощающемся нефтяном месторождении в Мексиканском заливе. Используя простую модель залежи, кратко проиллюстрируем, как режим уплотнения пласта в непрочных песчаных залежах улучшает извлекаемость, при оценке значения потери проницаемости относительно общей извлекаемости.

В финальном разделе данной главы мы рассмотрим изменения напряжений и деформаций, которые встречаются в формациях, окружающих истощающуюся залежь. Это иллюстрируется на рис. 12.1 (Segall, 1989). Хорошо известен феномен просадки поверхности над уплотняющимися залежами. Как показано ниже, величина просадки поверхности зависит от глубины залежи, латеральной протяженности и величины уплотнения. Я буду использовать ДАОЗ для прогноза величины уплотнения, встречающейся внутри залежи, затем применю аналити-

ческий метод для расчета степени просадки поверхности. Мы также исследуем индуцируемое разработкой образование разломов за пределами залежи, используя аналитические и цифровые методы. В настоящее время существует ряд документальных примеров среза обсадных колонн за пределами истощаемых залежей (а также сейсмичности и поверхностей, ответвляющихся от существующих разломов), в результате индуцированного смещения по разломам за пределами истощающейся залежи, являющейся важной темой для рассмотрения. Как качественно проиллюстрировано на верхней части рис. 12.1, образование надвигов происходит непосредственно выше и ниже истощающейся залежи, тогда как образование сбросов происходит около краев залежи. Более детально это рассматривается позже в данной главе.

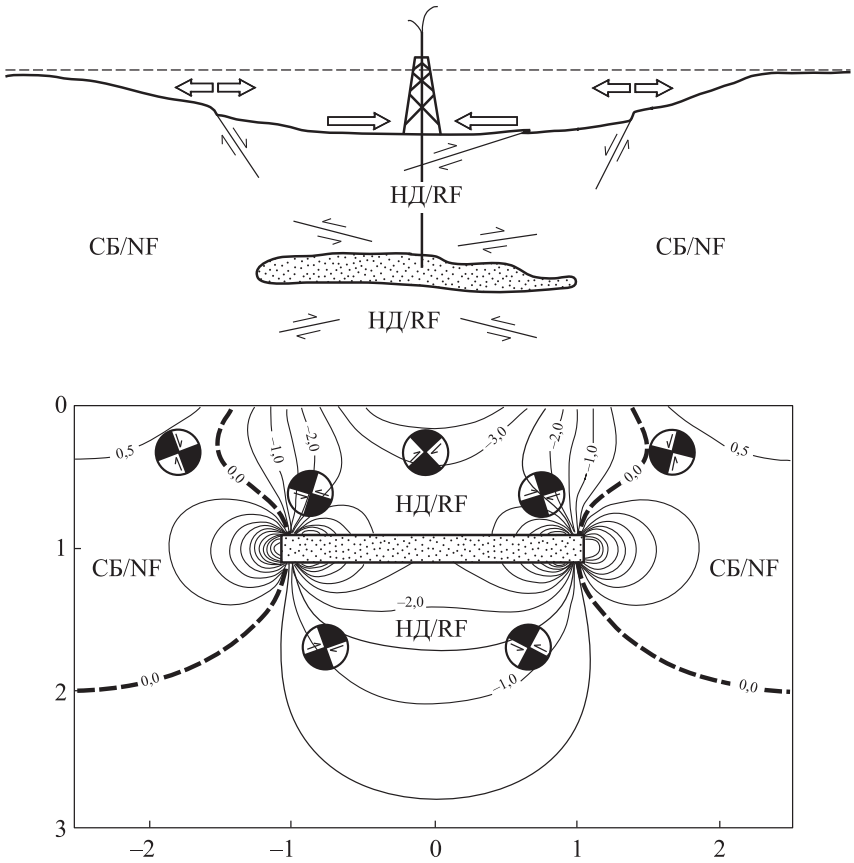


Рис. 12.1. Схематичная диаграмма, иллюстрирующая влияние истощения залежи на деформацию вокруг залежи и контурные линии изменения напряжения в результате истощения залежи, по глубине и радиусу залежи (Segall, 1989). Отмечается, что в обстановке тектонического сжатия, образование надвигов происходит выше и ниже залежи, тогда как в обстановке тектонического расширения, образование сбросов происходит вокруг краев залежи

Изменения напряжений в истощающихся залежах

Траектории напряжений в залежах

Пороупругая теория может использоваться для прогноза изменения величины напряжений при истощении залежи. В изотропной, пористой и упругой залежи, безграничной по простиранию, если источником горизонтального напряжения сжатия является только мгновенно прилагаемая гравитационная нагрузка, взаимосвязь между вертикальным эффективным напряжением и соответствующим горизонтальным эффективным напряжением (подразумевая отсутствие боковых деформаций) определяется уравнением:

$$S_{\mathrm{Hor}} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(S_{\mathrm{v}}) + \alpha P\left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right), \tag{12.1}$$

где S_{Hor} соответствует S_{Hmax} и S_{hmin} (Lorenz, Teufel, 1991), α — коэффициент Био и ν — коэффициент Пуассона. Проведя деление обеих частей уравнения на поровое давление, после упрощения получим:

$$\Delta S_{\mathrm{Hor}} = \alpha\frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)}\Delta P_p \tag{12.2}$$

(см. Brown, Bekins 1994), полагая, что α остается постоянным при изменении P_p. Для получения зависимости изменения величины напряжения при истощении, обратите внимание, что если $\nu = 0{,}25$ и $\alpha = 1$, изменение горизонтального напряжения, соответствующего изменению порового давления, определяется:

$$\Delta S_{\mathrm{Hor}} \sim \frac{2}{3}\Delta P_p.$$

Перестановка уравнения (12.2) дает возможность определить *траекторию напряжения* в залежи, соответствующую изменению горизонтального напряжения с изменениями при разработке залежи A как:

$$A = \alpha\frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} = \frac{\Delta S_{\mathrm{Hor}}}{\Delta P_p}. \tag{12.3}$$

Очевидно, что уравнение (12.2) было получено для безграничной по простиранию, горизонтальной залежи конечной толщины, без изменений вертикального напряжения S_{v}. Используя модель эллиптических включений для уплотняющейся залежи, Segal и Fitzgerald (1996) показали, что при отношении латеральной протяженности к мощности залежи больше чем $10:1$ (что почти всегда имеет место), уравнение (12.2) является достаточно корректным, несмотря на предположение о безграничной протяженности залежи. Следовательно, в залежах, имеющих латеральную протяженность относительно мощности, горизонтальные напряжения будут уменьшаться при истощении, а вертикальное напряжение остается по существу постоянным. В изометричных залежах это уравнение должно

быть модифицировано. Используя пороупругую теорию Rudnicki (1999) и Holt, Flornes (2004) рассмотрели истощение и влияние траектории напряжения в залежи как функцию пространственного отношения и прочности залежи относительно окружающей среды.

Теоретическая и наблюдаемая траектория напряжения показаны как функции α и ν на рис. 12.2 (Chan и Zoback, 2002). Как видно, для значимых величин α и ν теоретическое изменение горизонтального напряжения с истощением будет, в основном, в интервале $0{,}5$–$0{,}7$, который соответствует наблюдаемым величинам для многих залежей. Отмечается, что траектория напряжений, связанная с месторождениями, выделенными курсивом на рис. 12.2, может представлять только *кажущеюся* траекторию, так как нет определенности с представленными первичными данными, которые отражают изменения напряжений, сопровождаемые изменениями порового давления во времени в той же части залежи. Линия, обозначенная на рис. 12.2 как *образование сбросов*, соответствует величине траектории напряжений, выше которой истощение, в конечном счете, приведет к движению по существующим сбросам, как объясняется ниже.

Данные по истощению, полученные при изучении нескольких скважин нефтяного месторождения (месторождение X) Мексиканского залива, показаны на рис. 12.3 (Chan, Zoback, 2002). Все скважины этого месторождения (показанные различными символами) истощаются по одной траектории, указывая, что залежь, вскрытая скважинами, не разделена на части и имеет внутреннюю проводимость. Наименьшее главное напряжение, измеренное при гидроразрывах с пакеровкой, указывает на траекторию напряжений $\sim 0{,}55$ (рис. 12.2), легко объясняемой допустимой комбинацией α и ν. Данные по этому месторождению будут рассмотрены ниже более детально. Отмечается, что значительное истощение происходило, от начального порового давления ~ 800 бар, до начала основной разработки в 1985 году, до ~ 250 бар в 2001 году, после ~ 15 лет разработки.

Необходимо отметить несколько важных ограничений уравнения (12.2). Важнее всего отметить, что уравнение (12.2) имеет некоторую применимость для прогноза изменений напряжения в залежи, но оно не должно использоваться для прогноза действительных величин напряжений по глубине (глава 9). Несмотря на это, данное различие ставит в тупик некоторых авторов. Как уже упоминалось, это уравнение получено для гомогенной, изотропной, линейной пороупругой формации. Если деформация залежи нелинейна, приведенный выше анализ не будет точно прогнозировать траекторию напряжения. Как указано на рис. 12.2 и рассмотрено ниже, наблюдаемая траектория напряжений на флангах месторождений Valhall и Ekofisk, в Северном море, значительно выше теоретически обоснованной величины (Zoback и Zinke, 2002). Так как меловые породы этих месторождений непрочны и более податливы, что может быть следствием неупругих эффектов. Другой причиной проблемного применения уравнения (12.2) является предположение об отсутствии горизонтальной деформации (Teufel, Rhett, 1991).

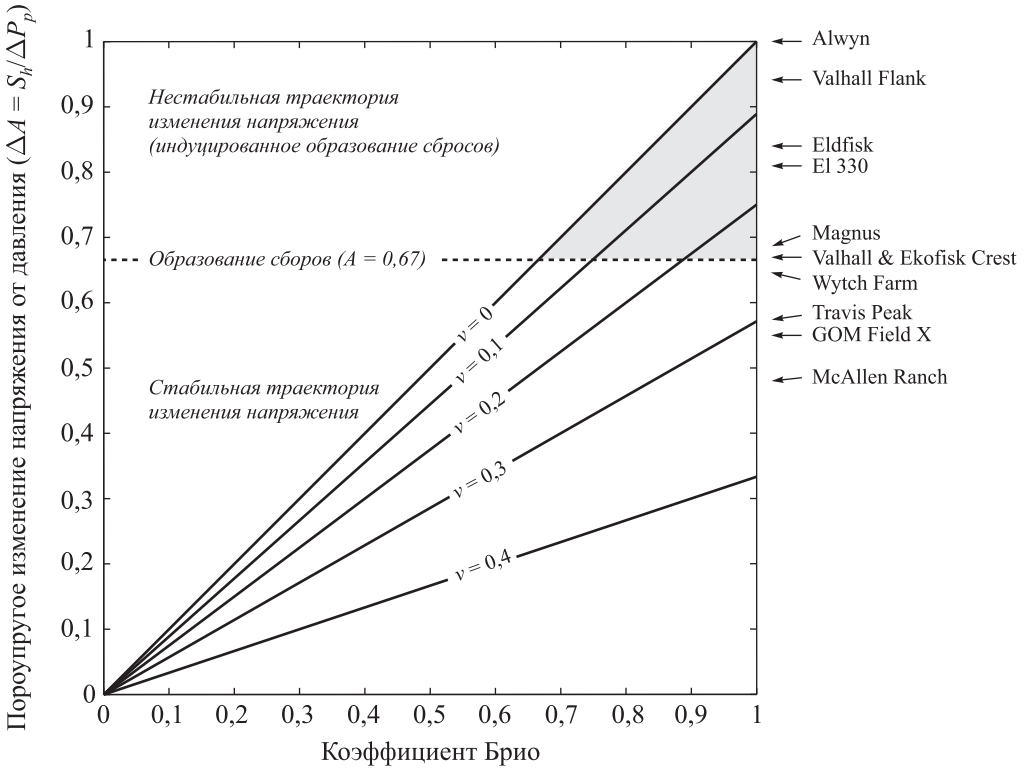
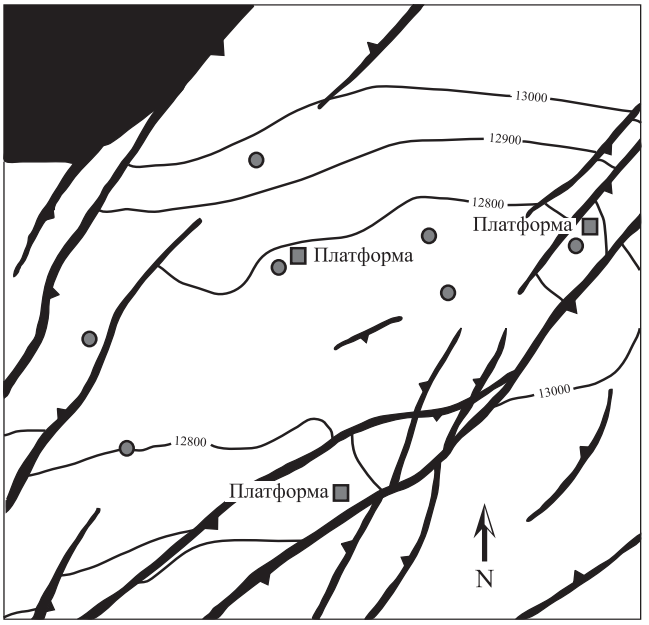


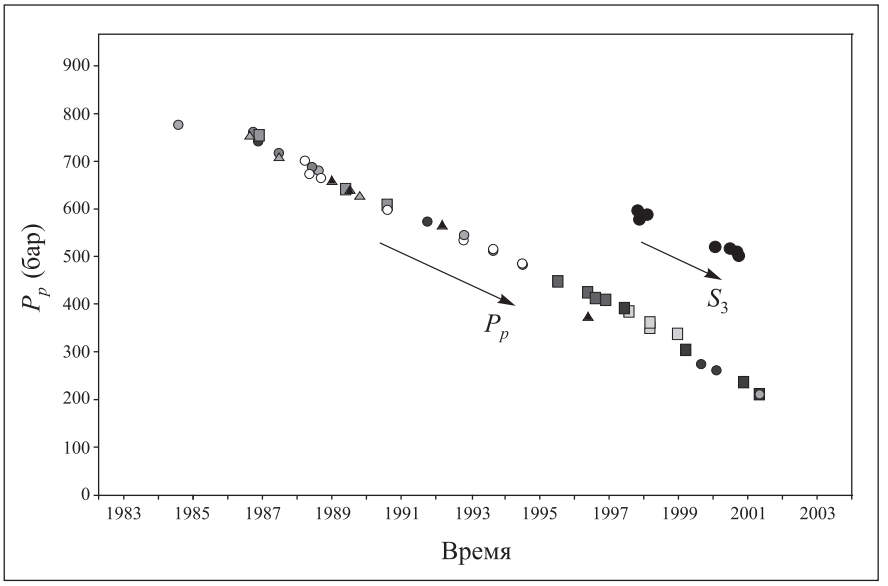
Рис. 12.2. Вариация изменения напряжений от давления как функция коэффициента Био α, и коэффициента Пуассона ν (Chan и Zoback, 2002). Линия образования сбросов ($A = 0{,}67$) объясняется в тексте. Серая область представляет возможную комбинацию α и ν, для которых траектория напряжений приводит к образованию разломов типа сброс, индуцированных разработкой. Наблюдаемая траектория напряжений в различных залежах показана с правой стороны диаграммы. Для месторождений обозначенных курсивом, неясно влияние на траекторию напряжений, вызванных изменением напряжений с истощением или вариацией напряжений от порового давления в различных частях месторождений

Индуцированная разработкой активация разломов на площадях со сбросовым режимом напряжений

Существует ряд примеров исследований, при которых откачка или закачка флюидов индуцирует активацию разломов на нефтяных и газовых месторождениях (см. обзор (Grasso, 1992)). Начиная с классических исследований землетрясений, вызванных закачкой в Rocky Mountain Arsenal (Healy, Rubey, 1968) и нефтяном месторождении Rangely, в Колорадо (Raleigh, Healy, 1972), рассмотренных в главе 4, индуцирование активации разломов на нефтяных и газовых месторождениях обычно связано с увеличением порового давления благодаря закачке или гидроразрыву. Причиной индуцирования смещения по разлому в этих случаях обычно является увеличение порового давления, являющегося причиной



(а)



(б)

Рис. 12.3. (а) Карта месторождения X в Мексиканском заливе. (б) Хронология порового давления месторождения X (Chan, Zoback 2002). Символы представляют измерения, сделанные в различных скважинах. Величина порового давления затем была добавлена на диаграмму. Отмечается, что непрерывное уменьшение порового давления в различных скважинах подтверждает отсутствие деления залежи на блоки. © *2002 Society Petroleum Engineers*

уменьшения эффективного нормального напряжения на плоскости разлома (как рассмотрено в главе 4). В данном разделе мы вслед за анализом Zoback, Zinke (2002) рассмотрим механизм, при котором в залежи могут активироваться разломы типа сброс, вызванные пороупругим изменением напряжений, связанных с разработкой, при значительной величине траектории изменения напряжений. Мы покажем, что начальная траектория изменения напряжений (то есть, до начала закачки флюида для поддержания давления и контроля просадки), связанная с разработкой залежи месторождения Valhall в Северном море (также как месторождения Ekofisk), такова, что активация разломов типа сброс поддерживалась истощением залежи. Аналогичные процессы могут быть активны на других нефтяных и газовых месторождениях, где сбросовый режим напряжений внутри залежи индуцируется разработкой углеводородов (Doser, Baker, 1991). Образование разломов за пределами залежи при истощении (рис. 12.1) рассматривается ниже.

Смещение по разлому внутри залежи, вызванное уменьшением порового давления, кажется нелогичным в свете традиционной взаимосвязи между поровым давлением, эффективным нормальным напряжением и разрушением сдвига. В свете фактов, что S_{v} ожидается, в основном, постоянным во время истощения латерально протяженной залежи, уменьшение S_{hmin} и P_p может индуцировать активацию сбросов в залежи, если траектория изменения напряжений превышает критическую величину. Эта величина может быть рассчитана по условию разрушения Кулона для режима напряжений типа сброс. Модификация уравнения (4.45) для истощения латерально протяженной залежи представляется в виде:

$$\frac{[S_{\mathrm{v}} - (P_p - \Delta P_p)]}{[(S_{\mathrm{hmin}} - \Delta S_{\mathrm{hmin}}) - (P_p - \Delta P_p)]} = f(\mu), \tag{12.4}$$

где

$$f(\mu) = (\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu)^2.$$

Упрощая уравнение, получим:

$$\frac{S_{\mathrm{v}} - P_p}{S_{\mathrm{hmin}} - P_p} = \left[1 - \frac{\Delta S_{\mathrm{hmin}} - \Delta P_p}{S_{\mathrm{hmin}} - P_p}\right] f(\mu) - \frac{\Delta P_p}{S_{\mathrm{hmin}} - P_p}. \tag{12.5}$$

На площадях, где разломы типа сброс находятся в состоянии фрикционного равновесия, левая часть уравнения (12.5) эквивалентна $f(\mu)$, получим:

$$f(\mu) = f(\mu) - \frac{\Delta S_{\mathrm{hmin}} - \Delta P_p}{S_{\mathrm{hmin}} - P_p} f(\mu) - \frac{\Delta P_p}{S_{\mathrm{hmin}} - P_p},$$

$$\frac{\Delta S_{\mathrm{hmin}} - \Delta P_p}{S_{\mathrm{hmin}} - P_p} f(\mu) = -\frac{\Delta P_p}{S_{\mathrm{hmin}} - P_p},$$

$$\frac{\Delta S_{\mathrm{hmin}} - \Delta P_p}{\Delta P_p} = -\frac{1}{f(\mu)}.$$

Подставляя $A = \Delta S_{\mathrm{hmin}}/\Delta P_p$, получаем траекторию изменения напряжения A^*, которая при превышении может привести к активации разломов типа сброс, вызванных разработкой:

$$A^* = 1 - \frac{1}{(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu)^2}. \tag{12.6}$$

Для $\mu = 0{,}6$ теоретическая траектория напряжения, соответствующая сбросовому режиму напряжений будет строго равна $0{,}67$. Это соответствует горизонтальной линии на рис. 12.2, так, что траектория напряжения, превышающая $0{,}67$, будет нестабильна. Другими словами, значительное истощение в результате разработки индуцирует активацию разломов. Траектория напряжений менее $0{,}67$ никогда не приведет к активации разломов, несмотря на величину истощения. Поэтому месторождения, показанные выше горизонтальной пунктирной линии на рис. 12.2, расположенные в условиях сбросового режима напряжений, при значительном истощении, будут, в конечном счете, испытывать смещение по существующим сбросам в залежи.

Это явление иллюстрируется на рис. 12.4, а, типом графика, определенного как *область залежи*, в связи с тем, что оно выражает эволюцию состояния напряжений в залежи в терминах порового давления и наименьшего главного напряжения. Вертикальное напряжение принимается постоянным при истощении (по причинам, приведенным выше). Величина наименьшего главного напряжения, которая соответствует вертикальному напряжению, определяется горизонтальной линией с меткой S_{v}. При сбросовом режиме напряжений мы можем оценить потенциал активации сбросов по существующим разломам, просто определяя линию активации, которая соответствует уравнению (4.45). Диагональная линия, показанная с меткой $\mu = 0{,}6$, выражает величину S_{hmin}, при которой встречается активация сбросов как функция порового давления. Как отмечалось выше, наклон этой линии составляет $0{,}67$. При истощении, наименьшее главное напряжение уменьшается вдоль линии с наклоном A. Так как мы отслеживаем эволюцию наименьшего главного напряжения с истощением, на рис. 12.4, а, при $A < 0{,}67$ напряжение удаляется от линии активации сбросов. Линия от начального состояния напряжений с меткой 1 имеет наклон $0{,}4$, слегка меньше наблюдаемого на ранчо McAllen (рис. 12.2) и похожа на траекторию напряжений для пороупругих пород с коэффициентом Био $\sim 0{,}6$ и коэффициентом Пуассона $\sim 0{,}25$ (рис. 12.2). Это представляет стабильную траекторию напряжений, так как истощение не будет ожидаемо индуцировать смещение по разлому. В отличие от этого, линия с начальным состоянием напряжений, отмеченная точкой 2 на рис. 12.4, а, имеет наклон $0{,}9$, аналогичный наблюдаемому наклону на флангах залежи Valhall (как рассмотрено более детально ниже). Когда $A > 0{,}67$ (как наблюдается на ряде месторождений рис. 12.2), истощение в конечном счете приведет к активации сбросов. Если траектория напряжений касается линии активации, состояние напряжений изменяется вдоль линии активации, в связи с тем,

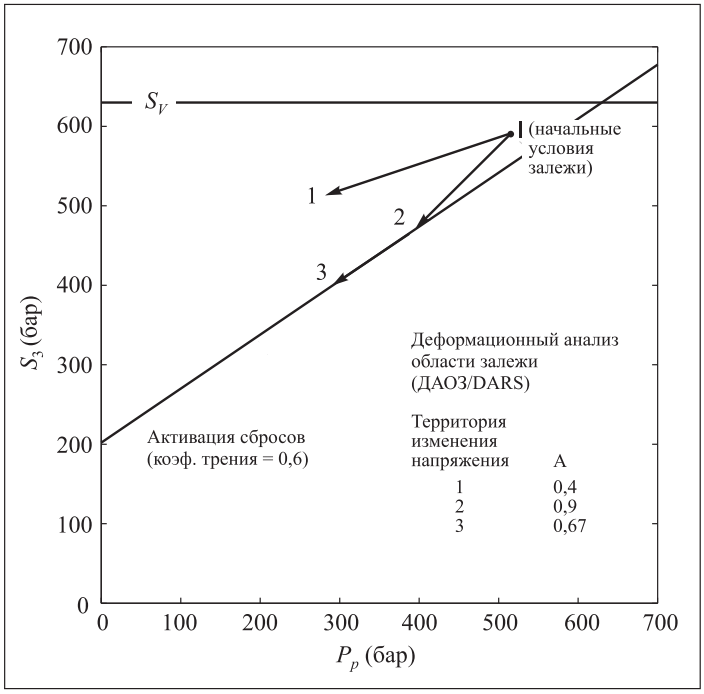
что при данной величине вертикального напряжения и порового давления, S_{hmin} не может быть меньше величины, прогнозируемой уравнением (4.45). Такая ситуация будет эквивалентна кругу Мора, превышающему линию активации, как показано на рис. 4.27.

Для данной траектории напряжений, несмотря на встречаемую степень истощения, активация сбросов становится менее вероятной. Рис. 12.4, б (Chang и Zoback, 2002) показывает, что траектория напряжений для месторождения X в Мексиканском заливе составляет $0{,}54$, таким образом, истощение не будет ожидаемо влиять на активацию разломов, вызванных разработкой. Интересно, что экстраполяция изменений напряжений к условиям начального порового давления указывает, что залежь была первоначально в состоянии фрикционного равновесия активации (хотя данные по величине S_{hmin} не доступны) и истощение удаляет существующие сбросы от состояния активации.

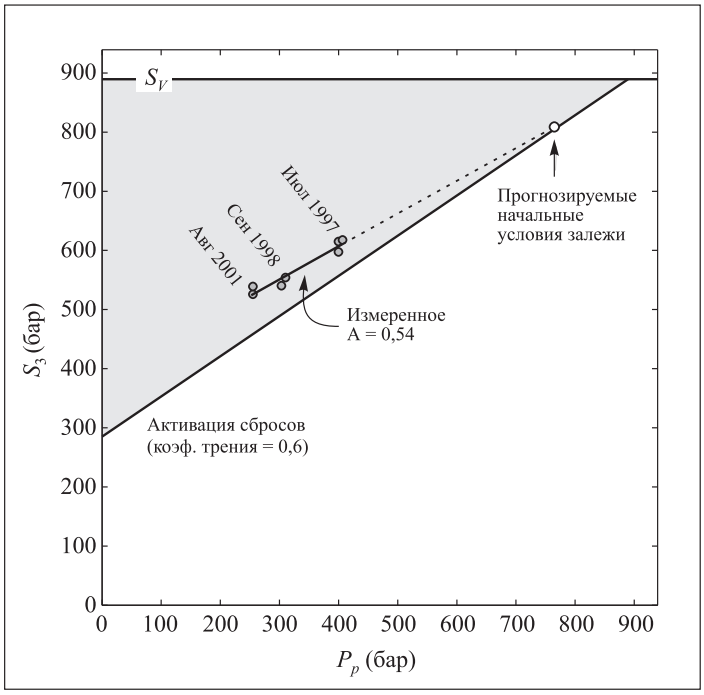
Рис. 12.4, а схематично показывает график эволюции напряжения и порового давления на месторождении Valhall в центральном грабене южной части Норвежского Северного моря (Zoback, Zinke, 2002). Структура Valhall простирается в направлении СЗ-ЮВ и представляет вытянутую антиклиналь со сбросами поперек гребня структуры. Залежи залегают на глубине около $2\,400$ м от уровня моря и состоят из двух позднемеловых, насыщенных нефтью, формаций: формации Tor и подстилающей формации Hod, которые перекрываются глиняными покрышками палеоценового и эоценового возраста. Обе формации представляют непрочные меловые фации с первичной пористостью между 36 и $50\,\%$. Отмечается значительное активное образование разломов. Наблюдался ряд повреждений обсадных колонн на обоих месторождениях, что интерпретировалось как результат сдвига по активным разломам с заметной утечкой газа через глинистые породы покрышки, которая может быть усилена потоком через разломы (Munns, 1985).

Рис. 12.5 представляет данные наименьшего главного напряжения по секции залежи месторождения Valhall (в основном по формации Tor) для расчета величины наименьшего главного напряжения относительно порового давления

Рис. 12.4. (а) Схематичная траектория напряжений в области залежи, иллюстрирующая эволюцию величины наименьшего главного напряжения с истощением в залежи. Горизонтальная линия соответствует вертикальному напряжению, которое не ожидается, что будет меняться при истощении. Относительно крутая траектория напряжения (как в случае 2) приводит к активации разломов, в результате разработки, при сбросовом режиме напряжений, тогда как относительно пологая траектория напряжения (как в случае 1) не приводит к активации разломов. Если линия активации разломов пересекается с траекторией напряжения, дальнейшее уменьшение порового давления будет причиной следования траектории по линии активации разломов типа сброс (как в случае 3). (б) Измерения напряжения и порового давления в истории залежи месторождения X (Chan, Zoback, 2002). Начальные условия залежи экстраполированы по измеренной траектории изменения напряжения до начальных условий порового давления


700
600
500
400
300
200
100
0
S_V
(начальные условия залежи)
1
2
3
S_3 (бар)
Деформационный анализ области залежи (ДАОЗ/DARS)
Территория изменения напряжения
A
1 0,4
2 0,9
3 0,67
Активация сбросов (коэф. трения = 0,6)
0 100 200 300 400 500 600 700
P_p (бар)

(а)


900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
S_V
Июл 1997
Сен 1998
Авг 2001
Прогнозируемые начальные условия залежи
Измеренное A = 0,54
S_3 (бар)
Активация сбросов (коэф. трения = 0,6)
0 100 200 300 400 500 600 700 800 900
P_p (бар)

(б)

и положения внутри залежи (Zoback, Zinke, 2002). Показанное вертикальное напряжение было получено интегрированием плотностного каротажа. Для определения наименьшего главного напряжения применялись тесты на утечку и минигидроразрыв, а для определения порового давления — пробоотборник на кабеле. Мы разделили измерения относительно их позиции, в куполе или на флангах залежи. Показано также приблизительное время проведения измерений.

Эти данные представляют несколько трендов. Во-первых, отмечается явное уменьшение порового давления и S_3 со временем, что показывает эффект истощения в целом. Ясно, что в куполе и на флангах структуры поровое давление и наименьшее главное напряжение в залежи были достаточно высоки в начале 1980 годов. При разработке давление и напряжение существенно уменьшились. В куполе структуры начальное напряжение и поровое давление были в состоянии активации сбросов и изменения наименьшего главного напряжения при разработке следовали линии активации сбросов (как показано на рис. 12.4, а). При истощении, траектория напряжения была такой, что купол оставался в состоянии активации сбросов, даже при уменьшении порового давления со временем. Природное состояние напряжения соответствовало активному образованию сбросов, и так как разработка продолжалась, траектория напряжения была значительно крута, для продолжения сбросового режима (в отличие от месторождения X). Промежуточное главное напряжение S_2 на площади со сбросовым режимом напряжений соответствует максимальному горизонтальному напряжению, S_{Hmax}. Это предполагает, что оба горизонтальных напряжения были подвержены более или менее одинаковому воздействию при истощении. Пока мы не имеем прямых оценок величин S_{Hmax} на месторождении Valhall, использование различных технологий, указывает на очень небольшую разницу между двумя горизонтальными напряжениями (Kristiansen, 1998).

Рис. 12.5 также демонстрирует, что величины напряжений на флангах структуры Valhall на начальной стадии были выше, чем в куполе. Величина наименьшего главного напряжения вначале была незначительно ниже S_{v}, состояние напряжений не способствовало активации сбросов. Фактически, так как максимальное горизонтальное напряжение является промежуточным по величине между наименьшим горизонтальным напряжением и вертикальным напряжением на площади со сбросовым режимом (как определено состоянием напряжений в куполе структуры), начальное состояние напряжений на флангах было почти изотропным. Интересно, что эволюция напряжений с истощением на флангах, несмотря на почти изотропное состояние напряжений, привела к траектории напряжения с крутым наклоном ($A \sim 0{,}9$), которая при истощении с уменьшением порового давления, до величины около 300 бар, может достичь состояния напряжений активации сбросов. Таким образом, истощение формации Tor вызывает индуцирование сбросов на флангах залежи. Так как сбросы уже встречались в куполе, при разработке и истощении, сбросы распространяются от купола структуры к флангам. На площади Valhall, между 1 и 27 июля 1998 года, была установ-

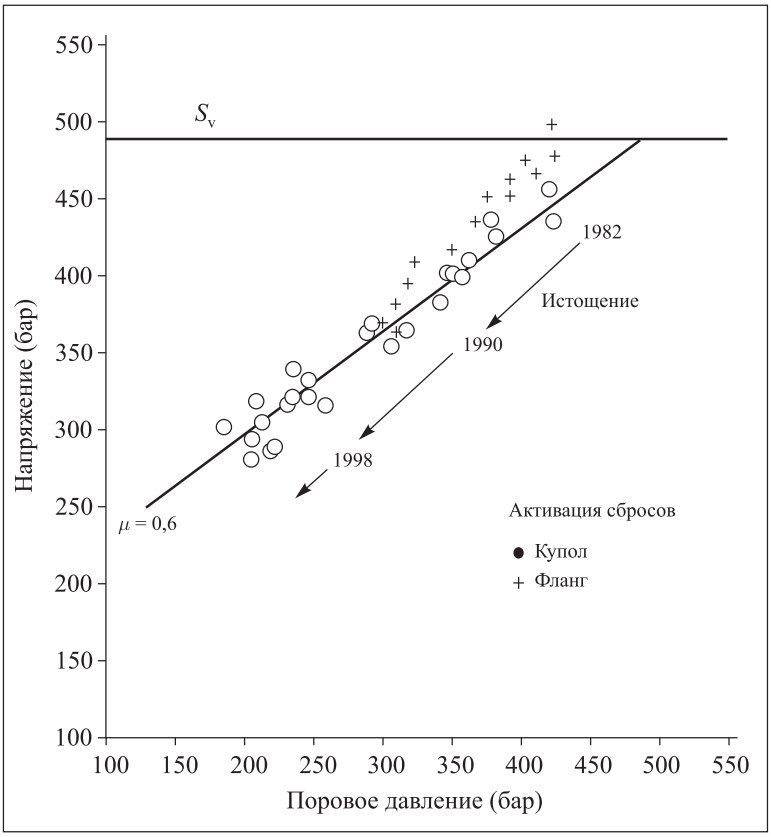


Рис. 12.5. Эволюция наименьшего главного напряжения при уменьшении порового давления в залежи Tar на месторождении Valhall в Северном море (Zoback, Zinke, 2002). Как на рис. 9.6, горизонтальная линия отражает среднюю величину вертикального напряжения на месторождении, а наклонная прямая линия соответствует критерию разрушения Кулона для коэффициента трения 0,6. Символ «+» обозначает величины, полученные на флангах залежи, а кружки показывают величины, полученные в куполе залежи. Отмечается, что на начальной стадии существовало приблизительно изотропное состояние напряжений на флангих залежи, тогда как купол был в состоянии фрикционного равновесия. Так как истощение прогрессировало, значительно уменьшились величины порового давления и напряжения, при этом активация сбросов будет ожидаться на флангах и в куполе залежи

лена система из шести трехкомпонентных сейсмоприемников, в вертикальной секции одной из скважин около купола структуры. Сейсмическая система была установлена на высоте около 300 м над залежью. Основные события отмечались на расстоянии около 200 м на запад от наблюдательной скважины, в месте кровли залежи или в палеоценовых глинистых породах покрышках, перекрывающих залежь Tor (Maxwell, 2000). Zoback, Zinke (2002) показали, что фокальный механизм этих событий указывает на активацию сброса с простиранием плоскости на ∼СВ.

Zoback, Zinke (2002) утверждали, что аналогичный процесс проявлялся на месторождении Ekofisk, на основе данных Teufel, Rhett (1991), которые были получены до начала операций заводнения. Купол структуры был на начальной стадии в состоянии активации сбросов, а фланги — нет. Так как давление в залежи уменьшилось на всем протяжении, ожидалось распространение сбросов на флангах залежи. Во время последних измерений, внешний фланг залежи был почти в состоянии активации сбросов. Teufel, Rhett (1991) рассмотрели изменения напряжения и порового давления на месторождении Ekofisk в контексте образования разломов, связанных с измерением напряжения, порового давления и прочности по керну с месторождения Ekofisk. Однако Zoback, Zinke (2002) интерпретировали зарождающийся процесс активации сбросов в куполе структуры и вызванную активацию сбросов на флангах, благодаря пороупругой траектории напряжений, расширяя их интерпретацию.

В отошении проницаемости залежи, ясно, что активные разломы в залежи способны увеличить общую проницаемость, как рассмотрено в главе 11. В этом свете, достаточно интересно, что, несмотря на уплотнение залежи, связанной с истощением, до поддержки давления на месторождении Ekofisk, продуктивность залежи оставалось стабильной или слегка увеличивалась, несмотря на заметное истощение (Sulak 1991). Из этих наблюдений можно сделать предположение, что активные разломы могут увеличить низкую матричную проницаемость (Brown, 1987) и противодействовать уменьшению проницаемости, связанной с уплотнением.

Вращение напряжений, связанных с истощением

Как аргументировалось выше, истощение в латерально протяженных залежах будет причиной уменьшения S_{Hmax} и S_{hmin} на одинаковую величину, при условии, что среда является однородной и изотропной. В таких случаях не ожидается вращение напряжений, связанное с истощением. Однако на основе измерений ориентации напряжений в скважинах на некоторых месторождениях, было показано, что существуют изменения ориентации напряжений около разломов. Отмечается, что ориентация напряжений на месторождении Scott в Северном море (рис. 8.14) обнаруживает зависимость от простирания локальных разломов (Yale, Rodriguez, 1994). Wright и Conant (1995) и Wright, Stewart (1994) утверждали, что происходит изменение ориентации напряжений в истощенных залежах.

В данном разделе мы рассмотрим истощение идеализированной конечной залежи, где залежь ограничена непроницаемым разломом. В связи с тем, что разлом действует как барьер на поток флюида, изменения напряжений не ожидаются изотропными при истощении залежи. Рис. 12.6 схематически показывает рассматриваемый механизм. Мы рассмотрим ограничение залежи разломом (непроницаемым) под углом к текущему направлению максимального горизон-

тального сжатия (рис. 12.6, а). Мы предпримем попытку исследования влияния истощения на вращение направления S_{Hmax}, так, чтобы оно стало ближе к локальному простиранию разлома (рис. 12.6, б), в результате взаимосвязи между ориентацией напряжения и простиранием разлома, аналогично показанной на рис. 8.14.

Существуют две причины, почему мы подразумеваем, что истощение может быть причиной вращения условных (кажущихся) напряжений около разломов. Во-первых, это случай когда наблюдается изменение ориентации максимального горизонтального напряжения в залежи со временем. Wright, Stewart (1994) использовали наклономеры для определения азимута трещин гидроразрыва в бассейне San Joaquin в Калифорнии, до и после значительного истощения. Они отметили, что ориентация трещин гидроразрыва изменяется со временем. Во-вторых, это случай смежных частей газового месторождения Arcabus-Culebra в северной части Мексики. Здесь ориентация напряжения в неистощенной части месторождения субпараллельна региональному направлению $S_{\mathrm{Hmax}} \sim 22^{\circ}$ (рис. 12.6, в). На соседней, истощенной части месторождения, ориентация напряжения заметно следует локальному простиранию, ограничивающих залежь разломов (рис. 12.6, г, модифицировано по (Wolhart, Berumen, 2000)).

Рис. 12.7 иллюстрирует состояние напряжений около непроницаемого, вертикального разлома в залежи, которая во время разработки испытывает уменьшение порового давления на величину ΔP_p. θ — острый угол между простиранием разлома и направлением регионального максимального горизонтального напряжения. Если проницаемость в залежи гомогенна и изотропна (так, что поровое давление уменьшается на одинаковую величину в каждом направлении), истощение уменьшает величину горизонтального напряжения на $A\Delta P_p$, где A — известная траектория напряжения, определенная выше. В дополнение, сцепление, вызванное для баланса деформаций на одной из сторон разлома, также понижает нормальное напряжение к разлому на $A\Delta P_p$. Непрерывность нормального напряжения поперек разлома подразумевает, что это изменение действует на обе стороны разлома и быстро затухает с расстоянием от разлома.

В соответствии с методикой, используемой Sonder (1990) и Zoback (1992), новое состояние напряжений в залежи и *около разлома* может быть найдено совмещением изменений одноосного нормального к разлому напряжения на фоновое состояние напряжений. Результирующие компоненты напряжений в исходной системе координат (рис. 12.7) представлены уравнениями:

$$S_x = (S_{\mathrm{Hmax}} - A\Delta P_p) - \frac{A\Delta P_p}{2}(1 - \cos 2\theta), \tag{12.7}$$

$$S_y = (S_{\mathrm{hmin}} - A\Delta P_p) - \frac{A\Delta P_p}{2}(1 + \cos 2\theta), \tag{12.8}$$

$$\tau_{xy} = \frac{A\Delta P_p}{2}\sin 2\theta. \tag{12.9}$$

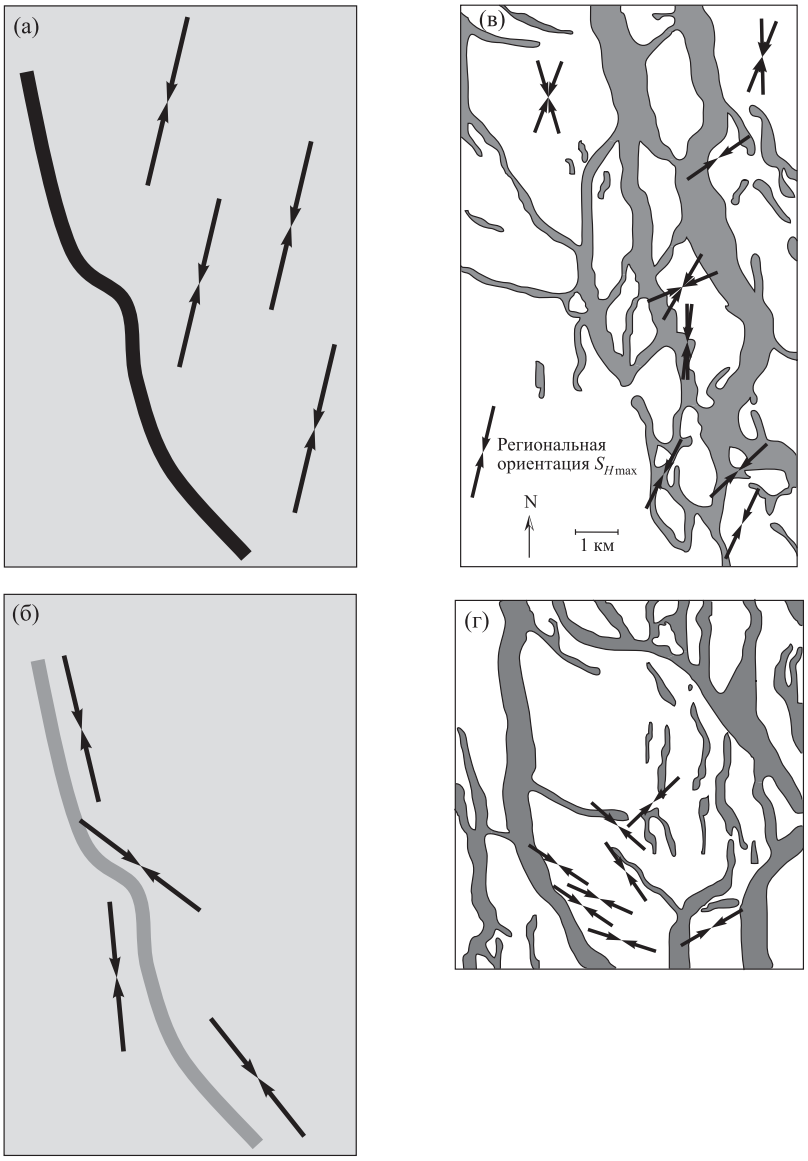


Рис. 12.6. (а) Схема гипотетического нефтяного месторождения, на котором текущее направление максимального горизонтального напряжения находится под углом к простиранию неактивных сбросов в регионе. (б) Вслед за истощением, направление максимального горизонтального напряжения заметно следует локальному простиранию разломов в регионе. (в) Часть месторождения Arcabus-Culebra в Мексике, на которой текущее направление максимального горизонтального напряжения находится под небольшими углами к преобладающему простиранию сбросов в регионе. (г) Истощенная часть месторождения Arcabus-Culebra (около показанной части на рисунке с), где направление максимального горизонтального напряжения заметно следует простиранию сбросов на площади. (в) и (г) модифицировано по Wolhart, Berumen (2000)

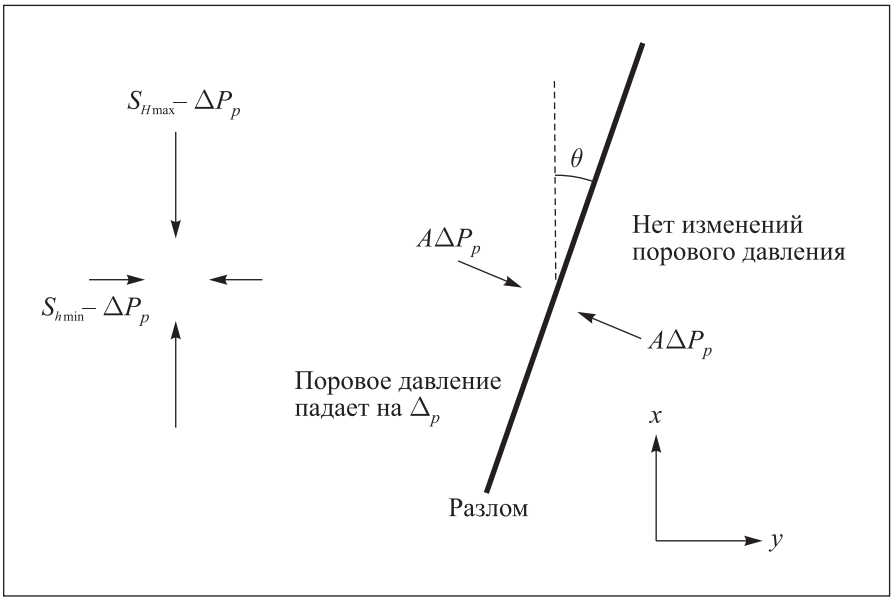


Рис. 12.7. Схематическая диаграмма истощения (ΔP_p) на одной стороне изолирующего разлома под углом θ к направлению S_{Hmax}. В результате истощения происходит уменьшение нормального напряжения поперек разлома на $A\Delta P_p$, где A — траектория напряжения

Вращение γ нового максимального главного горизонтального напряжения около разлома, относительно исходного азимута S_{Hmax} может быть найдено по уравнению:

$$\gamma = \frac{1}{2}\,\mathrm{arctg}\left[\frac{2\tau_{xy}}{S_x - S_y}\right] = \frac{1}{2}\,\mathrm{arctg}\left[\frac{A\Delta P_p \sin 2\theta}{(S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{hmin}}) + A\Delta P_p \cos 2\theta}\right]. \quad (12.10)$$

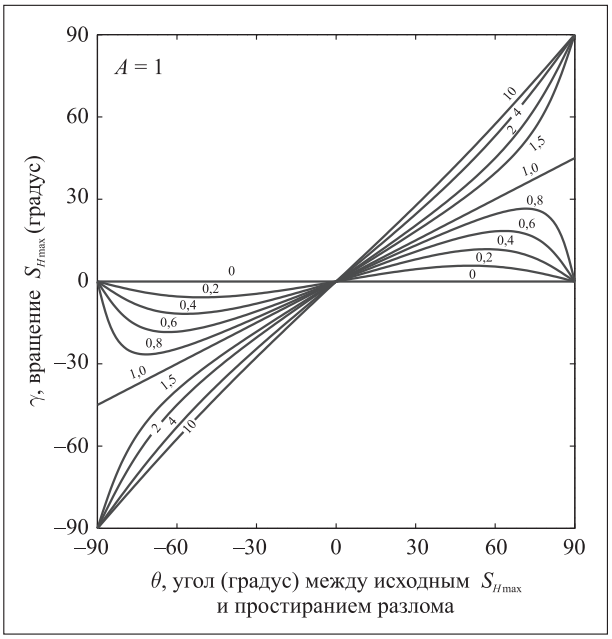
Знак γ аналогичен знаку θ. Если мы определим q как отношение изменения порового давления (положительно при истощении) к исходному горизонтальному дифференциальному напряжению,

$$q = \frac{\Delta P_p}{(S_{\mathrm{Hmax}} - S_{\mathrm{hmin}})}, \quad (12.11)$$

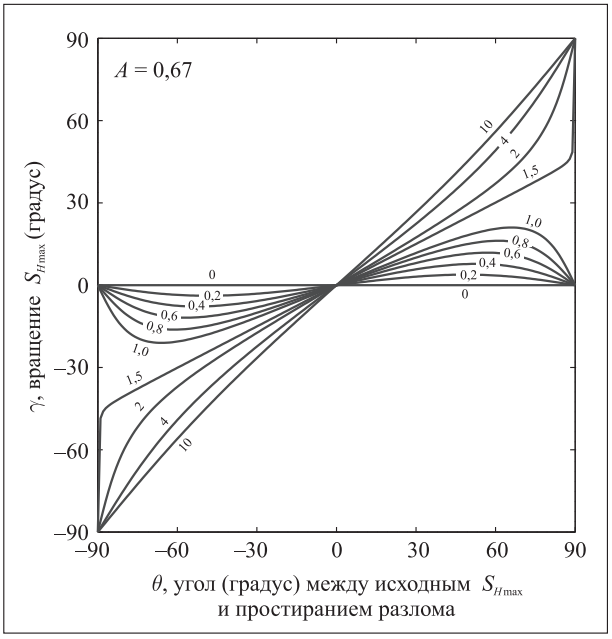
следуя за Zoback, Day-Lewis (2007), мы можем выразить вращение напряжения как функцию от q, траектории напряжения (A) и ориентировки разлома (θ):

$$\gamma = \frac{1}{2}\,\mathrm{arctg}\left[\frac{Aq \sin 2\theta}{1 + Aq \cos 2\theta}\right]. \quad (12.12)$$

Результирующее вращение напряжений, в действительности, встречается на обеих сторонах разлома, в связи с тем, что изменения обеспечивают вклад только в сдвиг (τ_{xy}) в координатной системе x–y, а $S_x - S_y$ одинаковы на любой стороне.



(а)



(б)

Рис. 12.8. Вращение γ по направлению S_{Hmax} как функция исходного угла между S_{Hmax} и простирания разлома θ и нормализованного истощения q. Отмечается, что очень большая величина вращения может встречаться при истощении порядка, или выше исходной разницы величин горизонтальных главных напряжений (Zoback, Day-Lewis, 2007)

Как показано на рис. 12.8, истощение может вызвать значительное вращение напряжения, когда обе величины, q (отношение изменения порового давления к разности между горизонтальными главными напряжениями) и θ (разница между азимутом S_{Hmax} и простиранием изолирующего разлома), имеют большие значения.



Рис. 12.9. Сравнение расчетных данных, представленных на рис. 12.8, с полевыми данными, представленными на рис. 12.6, г. Наблюдаемые ориентировки напряжений показаны стрелками, направленными внутрь. Прерывистые линии показывают ориентировку изолирующих разломов, требуемую для объяснения наблюдаемых вращений. В связи с незначительным объемом доступной специальной информации по величинам истощения или величинам S_{Hmax}, расчеты были выполнены с предположением $q = 2$ (Zoback, Day-Lewis, 2007)

На рис. 12.9 мы повторно рассмотрим истощенную часть месторождения Arcabus-Culebra, представленную на рис. 12.6, г, для рассмотрения полученной выше модели вращения напряжения, которая может объяснить наблюдаемые ориентировки S_{Hmax}. Величина q на этом поле ожидается между $0{,}5$ и 2, хотя недостаточно известно о величине S_{Hmax} и, возможно, могут быть значительные ло-

кальные вариации ΔP_p. Для $A = 2/3$ и $q = 0{,}5$ максимально возможное вращение S_{Hmax} около 10° (не показано), которое ясно не объясняет наблюдения. Однако используя $q = 2$, мы видим на рис. 12.9 необходимое согласование ориентации разломов и наблюдаемого вращения по каждой скважине, и мы находим, что большинство наблюдаемых ориентировок напряжений может быть объяснено присутствием близлежащих разломов (даже если теоретически влияющие разломы не всегда ближайшие или наибольшие). Разбиение трех наблюдений, которые не находятся около разлома соответствующей ориентации (скважины 4, 6 и 7), с одинаковой ориентацией S_{Hmax}, предполагает, что они подвержены влиянию изолирующего разлома в данной части поля, аналогичной по ориентации, влиянию разлома, наблюдаемого около скважины 5.

Бурение и гидроразрыв в истощенных залежах

Как отмечалось в начале данной главы, бурение и гидроразрыв подвержены влиянию пороупругого изменения напряжений, сопровождающего истощение. Когда необходимо бурить через истощенную залежь, для достижения более глубоко залегающих формаций, могут встретиться различные проблемы бурения. Несмотря на применение бурового раствора с относительно низким весом, может иметь место непреднамеренный гидроразрыв и потеря циркуляции в истощенной залежи, благодаря уменьшению наименьшего главного напряжения в зоне истощения (но не в соседних формациях). Также может произойти дифференциальный прихват буровой колонны, в связи с разницей между весом бурового раствора и поровым давлением в истощенной формации, и значительное проникновение фильтрата бурового раствора с повреждением истощенной формации, если планируется дальнейшая разработка истощенной залежи. Если применять буровой раствор с меньшим весом, для уклонения от проблем в истощенной зоне, могут быть значительные проблемы со стабильностью ствола скважины, выше и ниже истощенной зоны.

Как обсуждали van Oort, Gradisher (2003), существуют различные технологии, которые могут использоваться для решения проблем бурения через истощенные формации. Некоторые из них связаны с использованием буровых растворов на водной основе и добавок для предотвращения потери циркуляции, рассмотренных в разделах главы 10, адресованных бурению с весом бурового раствора выше градиента гидроразрыва. Как рассмотрено в главе 10, также может быть полезно бурение в оптимальном направлении с целью предотвращения гидроразрыва и потери циркуляции, когда бурение ведется с весом бурового раствора выше наименьшего главного напряжения. Другие технологии включают использование добавок для предотвращения проникновения бурового раствора в формации (Reid, Santos, 2003) и использование «упрочняющих» добавок, которые цементируют зерна формации от фронта проходки ствола скважины, делая бурение более легким (Eoff, Funkhauser, 1999; Webb, Anderson, 2001).

В то время как бурение через истощенные залежи может быть более проблематичным, чем бурение через те же залежи до истощения, гидроразрыв в истощенных залежах может быть легче, чем до истощения (и удивительно эффективным, если вращение напряжений сопровождает истощение). Различные работы представлены в обзоре Economides, Nolte (2000), рассматривающем многие различные аспекты стимуляции залежи на основе гидроразрыва. Полезно кратко рассмотреть преимущества повторных операций гидроразрыва истощенных залежей,две темы, не рассмотрены в работах этого сборника.

Одним из типов залежи, которая будет особенно полезна при рассмотрении гидроразрыва после истощения, является залежь, в которой встречается значительное вращение направлений главных напряжений. Условия, при которых встречаются такие случаи, рассмотрены в предыдущих разделах. Ясно, что если гидроразрыв был использован после бурения скважины в плотных залежах, вращение направлений главных напряжений во время истощения, будет причиной некоторого количества новых трещин, распространяющихся по новым азимутам, возможно достигая прежде не дренируемых частей залежи.

Второе преимущество гидроразрыва в истощенной залежи проиллюстрировано на рис. 12.10. В случаях, когда присутствует только небольшой контраст величин наименьших главных напряжений между залежью и покрышкой до истощения (рис. 12.10, а, модифицированный по Wolhart, Berumen, 2000), трещинам гидроразрыва трудно распространяться далеко от скважины без потенциала роста в вертикальном направлении. Это проиллюстрировано моделированием роста трещин на рис. 12.10, в. Важно избежать вертикального роста трещин в связи с потенциальной опасностью соединения с водонасыщенными пластами. Поэтому залежи, в которых присутствует только небольшой контраст величин наименьших главных напряжений между залежью и соседними формациями, могут быть нежелательными кандидатами для гидроразрыва, или в наименьшей степени использоваться для стимулирования разработки. Однако в истощенных залежах пороупругие эффекты увеличивают контраст величин наименьших главных напряжений с соседними формациями, по сравнению с тем, что было вначале.Это имеет потенциал для значительного увеличения эффективности гидроразрыва, путем значительного уменьшения потенциала роста вертикальных трещин, как показано моделированием трещин на рис. 12.10, г (Wolhart, Berumen, 2000).

Деформации в истощающихся залежах

В данном разделе мы рассмотрим деформации внутри истощающейся залежи. Мы рассмотрим очень слабоцементированные песчаники, в связи с тем, что влияние истощения на такие залежи является значительным и во всем мире имеется много таких залежей. Мы начнем с рассмотрения лабораторных экспериментов уменьшения пористости при гидростатическом давлении, моделиру-

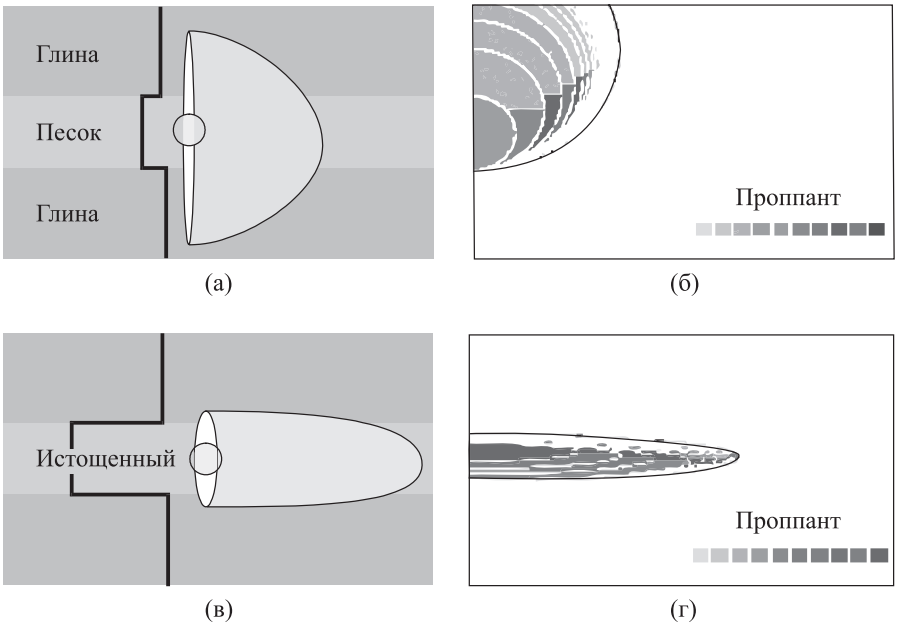


Рис. 12.10. (а) Схема, иллюстрирующая затрудненный характер распространения трещины гидроразрыва в песчаной залежи при наличии только небольшого контраста величин наименьшего главного напряжения между залежью и смежными пластами. Величина S_{Hmax} указана прямыми линиями. В связи с низким контрастом напряжений проявляется тенденция роста вертикальных трещин, так как давление, требуемое для превышения наименьшего главного напряжения в залежи, может также превысить наименьшее главное напряжение в соседних пластах. (б) Расчеты, использующие коммерческую модель роста трещины гидроразрыва для иллюстрации роста вертикальной трещины, при небольшом контрасте напряжений между залежью и окружающими породами. Закрашенные области указывают на распределение проппанта в трещине. (в) Одновременно с истощением появляется больший контраст между песком и смежными породами. (г) Моделирование роста трещины (и распределения проппанта) в истощенной залежи указывает на эффективное распространение трещины, также как распределение проппанта. Модифицировано по Wolhart, Berumen (2000)

ющем увеличение эффективного напряжения в залежи, связанного с уменьшением порового давления со временем. Далее мы рассмотрим *шатровые* модели (уплотнение со сдвигом), определенные в главе 4 (рис. 4.19 и 4.20). Это позволит нам рассмотреть более полно эволюцию пористости в залежи при истощении и уменьшение горизонтальных напряжений благодаря пороупругим эффектам. Это рассмотрение приводит к формальному представлению потери пористости в истощающихся непрочных осадках, используя ДАОЗ (DARS) (Chan, Zoback, 2002). Это формальное представление позволит вычислить потенциал потери пористости (и возможности появления разломов, вызванных истощением), так как поровое давление уменьшается и напряжение изменяется по какой-либо траектории изменения напряжения, являющейся обсуждаемой характеристикой залежи.

По существу, ДАОЗ является технологией для прогноза необратимой потери пористости при истощении (и возможности образования разломов в залежи, индуцированных разработкой), на основе параметров обычно доступных на нефтяных и газовых месторождениях. Далее мы можем использовать эту информацию для оценки возможного интервала изменений проницаемости в истощающихся, непрочных песках. Мы сравним теоретический прогноз потери проницаемости с наблюдениями, сделанными в истощающихся залежах Мексиканского залива. В заключительной части данного раздела мы используем моделирование идеализированной залежи для краткого рассмотрения влияния истощения, потери пористости и проницаемости на продуктивность.

Уплотнение при увеличении прилагаемого давления

В данном разделе мы обсудим данные месторождения X в Мексиканском заливе, рассмотренные выше в отношении ожидаемой эволюции пористости при истощении (Chan, Zoback, 2002). Лабораторные измерения потери пористости при увеличении эффективного напряжения на семи образцах месторождения X представлены на рис. 12.11. Начальные пористости этих образцов изменяются от 22 % до 32 %. Отмечается, что три образца, отмеченных как *низкопористые* на рис. 12.11, не были нагружены выше 480 бар. Это заслуживает внимания, так как первая серия исследований (на образцах, отмеченных как *высокопористые*) обнаружила резкую потерю пористости при нагрузке более 550 бар. Давление, при котором встретилась резкая потеря пористости, близко к давлению предконсолидации образцов, определенному в пластовых условиях, оцененному в предположении, что захоронение образцов было при гидростатическом давлении и любое повышенное давление, существующее в залежи до истощения, развивалось во время захоронения. Для семи исследованных образцов давление предконсолидации оценивается около 480 бар. Справедливо предположить, что резкое изменение пористости при ~ 550 бар связано с завышением давления предконсолидации в лабораторных экспериментах. Другими словами, лабораторные образцы были уплотнены по траектории разгрузки до достижения давления предконсолидации, при котором они начинали уплотняться по более крутой кривой уплотнения.

Пунктирная линия на рис. 12.11 представляет генерализованную кривую уплотнения, определенную Yale, Nabor (1993) для песков Мексиканского залива. Эта кривая уплотнения имеет форму:

$$C_f = A(\sigma_{\text{lab}} - B)^C + D, \tag{12.13}$$

где C_f — сжимаемость формации; σ_{lab} — лабораторное напряжение. A, B, C и D — константы, определенные в лабораторных экспериментах и, в случае плохо сортированных, неконсолидированных песков, они имеют соответствующие

величины: $-5{,}9 \cdot 10^{-4}$, 20,7, 0,14 и $1{,}7 \cdot 10^{-3}$. Задавая $C_f = \Delta\phi/\Delta p$, перестановкой уравнения (12.13), строится пористость как функция увеличивающегося прилагаемого давления. Отмечается, что кривая, видимо, переоценивает величины уплотнения образцов, вероятно, в связи с тем, что кривая Yale для первичного уплотнения образцов, а лабораторные тесты использовали образцы повторно уплотненные по траектории разгрузки до предконсолидационного давления.

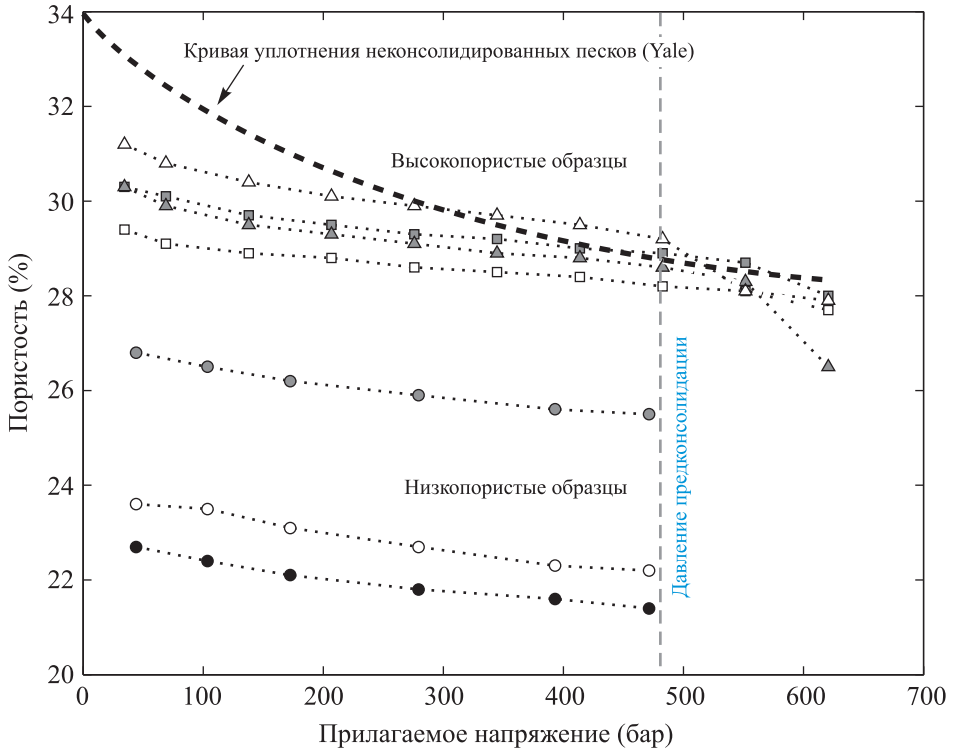


Рис. 12.11. Зависимость пористости от давления для семи образцов, собранных из продуктивной формации месторождения X в Мексиканском заливе. Три круга с различной закраской представляют одну серию экспериментов, в то время как квадраты и треугольники — другую серию. Заметные изменения в скорости уменьшения пористости и проницаемости отмечаются при давлении около 500 бар, близком к давлению предконсолидации. Отмечаются очень похожие изменения пористости всех образцов, даже при достаточно разной исходной пористости. Экспериментальная кривая уплотнения Yale, Nabor (1993) для неконсолидированных песчаников приведена для сравнения. Модифицировано по Chan, Zoback (2002)

Шатровые модели и ДАОЗ

В данном разделе мы рассмотрим ДАОЗ (Деформационный Анализ Области Залежи), формально предложенный Chan, Zoback (2002). Основная идея ДАОЗ

заключается в связи простых лабораторных измерений уплотнения с измерениями напряжений в пластовых условиях, для прогноза деформаций залежи, ассоциируемых с истощением. Шатровые модели широко применяются в механике грунтов и прямо определены на основе применения лабораторных данных, но не ясно как изменения p и q (определенные уравнениями (4.35) и (4.36)) могут реально применяться к разрабатываемой залежи во время ежедневных операций. Теоретически, измерения напряжений в пластовых условиях в залежи зависят от времени, собранных знаний по величинам трех главных напряжений и порового давления (позволяющих рассчитать p и q), на практике наиболее вероятны знания только поровых давлений и величин наименьшего главного напряжения (то есть, исходного состояния залежи и траектории изменения напряжения). В результате трансформации шатровой модели из лабораторной области $p : q$, в область наименьшего главного напряжения — порового давления (которая определяется как область залежи), значительно упрощается использование шатровых моделей. Комбинируя и переставляя уравнения (4.35)–(4.37), как функцию трех главных напряжений и порового давления (то есть S_{Hmax}, S_{hmin}, S_{v}, P_p, p^* и M), получим:

$$\begin{aligned} &9P_p^2 + \left(1 + \frac{9}{M^2}\right)(S_{\mathrm{v}}^2 + S_{\mathrm{Hmax}}^2 + S_{\mathrm{hmin}}^2) + \\ &+ \left(2 - \frac{9}{M^2}\right)(S_{\mathrm{v}}S_{\mathrm{Hmax}} + S_{\mathrm{v}}S_{\mathrm{hmin}} + S_{\mathrm{Hmax}}S_{\mathrm{hmin}}) + \\ &+ 9P_p p^* - 3(2P_p + p^*)(S_{\mathrm{v}} + S_{\mathrm{Hmax}} + S_{\mathrm{hmin}}) = 0. \end{aligned} \tag{12.14}$$

M определяется как линия разрушения в области $p : q$ и может определяться через μ критерия разрушения Мора – Кулона, в предположении, что C_0 пренебрежимо мало (комбинируя уравнения (4.1)–(4.3)), получаем:

$$M = \frac{6\mu}{3\sqrt{\mu^2 + 1} - \mu}. \tag{12.15}$$

Для $\mu = 0{,}6$, M строго эквивалентно 1,24.

Перестановка уравнения (12.14) позволяет получить взаимосвязь между измерениями напряжений в пластовых условиях и давлением предконсолидации (заменой S_{H} и S_{h} для S_{Hmax} и S_{hmin}):

$$\begin{aligned} p^* = \frac{1}{3(S_{\mathrm{v}}S_{\mathrm{H}} + S_{\mathrm{h}}) - 9P_p} \Bigg\{ &9p_P^2 + \left(1 + \frac{9}{M^2}\right)(S_{\mathrm{v}}^2 + S_{\mathrm{H}}^2 + S_{\mathrm{h}}^2) + \\ &+ \left(2 - \frac{9}{M^2}\right)(S_{\mathrm{v}}S_{\mathrm{H}} + S_{\mathrm{v}}S_{\mathrm{h}} + S_{\mathrm{H}}S_{\mathrm{h}}) - 6P_p(S_{\mathrm{v}} + S_{\mathrm{H}} + S_{\mathrm{h}}) \Bigg\}. \end{aligned} \tag{12.16}$$

Свойства пород, измеренные в лабораторных условиях, такие как p^* (то есть давление, при котором встречаются необратимые пластические деформации), могут затем трансформироваться в область залежи, наименьшего главного напряжения и порового давления, так как S_{v} ожидается постоянным при истощении, для

латерально протяженной залежи. Таким образом, двухмерные шатровые линии в плоскости $p : q$ трансформируется в трехмерные шатровые эллипсоиды в области залежи (S_{Hmax}, S_{hmin} и P_p). Итак, мы комбинируем огибающую линию разрушения сдвига (Кулона) с трансформируемыми шатровыми эллипсоидами, для проектирования эллипсоидов на S_{hmin}: P_p плоскость, полагая, что S_{Hmax} имеет только слабое влияние на деформацию, в связи с тем, что оно соответствует промежуточному главному напряжению при сбросовом режиме напряжений. В результате получаем новую диаграмму, которая может быть создана для анализа степени деформаций сдвига и уплотнения, которые ассоциируются с истощением залежи в области S_{hmin}: P_p (то есть залежи). Поэтому, шатровые линии, ассоциируемые с шатровой моделью, как показано на рис. 4.19, трансформируются в эквивалентные шатровые линии в области залежи, как представлено на рис. 12.12. Эволюция шатровых линий для любой породы залежи, при различной пористости, теперь может использоваться как индикатор деформации, индуцированной увеличением эффективного напряжения, благодаря уменьшению порового давления во время разработки. Таким способом, возможно, проверить по исходному состоянию залежи и траектории изменения напряжения, связанной с истощением, как будет изменяться пористость и будет ли вероятное образование разломов.

Для применения ДАОЗ на разрабатываемой залежи, величина вертикального напряжения получается из плотностного каротажа, а M и p^* определяются по результатам относительно простых лабораторных исследований. Так как M основано на силе трения разрушенных пород, корректно предположить его величину около 1.2. Параметр p^* непосредственно определяется по изменениям измеренной пористости при увеличении прилагаемого давления, проводимого за пределы давления предконсолидации. Для рассмотрения мы ограничимся регионами со сбросовым режимом, где S_{hmin} является наименьшим главным напряжением, которое может быть получено по данным тестов на утечку (LOT) и мини-гидроразрывов, а исходное S_{Hmax} является промежуточным, между S_{hmin} и S_{v}.

В заключение представим три ступени формализации ДАОЗ:

1) Определяется исходное состояние напряжений и порового давления (если возможно).

2) Должна быть определена (или оценена по пороупругой теории) траектория изменения напряжения при истощении залежи.

3) Необходимы лабораторные измерения уменьшения пористости как функции давления. Если доступны только гидростатические исследования, может применяться теоретическая модель пластичности для экстраполяции этих данных на $p : q$ область, затем, на область залежи. В связи с простотой, в этих исследованиях применяется шатровая модель. Эти лабораторные шатровые линии трансформируются в область залежи, на плоскость $S_{\mathrm{hmin}} : P_p$.

Мы применяли ДАОЗ на месторождении X, используя лабораторные данные, приведенные на рис. 12.11, поровое давление и данные по напряжению,

показанные на рис. 12.4, б. При начальном истощении, являющимся причиной относительно небольшого изменения пористости, если поровое давление падает, ниже ~ 500 бар, уменьшение пористости становится более быстрым, как отмечено по шатровым линиям. Как отмечено выше, траектория изменения напряжения на месторождении X, такова, что не ожидается появление разломов, индуцированных истощением. Однако общая потеря пористости, связанная с истощением, достаточно значительна, примерно от 27 % до 30 %. Метод ДАОЗ был использован Chan, Zoback (2002) для прогноза уменьшения пористости (и образования разломов, индуцированных разработкой) в непрочных меловых породах залежи, месторождения Валгалл в Северном море.

Потеря проницаемости, индуцированная истощением

Значительное уменьшение объема пор при истощении может способствовать вытеснению нефти. До оценки значения уплотнения на продуктивность, необходимо оценить степень влияния уменьшения пористости на проницаемость залежи. Основываясь на экспериментальных данных по образцам из пяти различных залежь и шестнадцати обнажений, Schutjens, Hanssen (2001) показали, что изменение осевой проницаемости не зависит от того, как образец был нагружен, когда прилагаемое напряжение деформирует образец в упругой области. Однако значительные изменения проницаемости инициируются в начале уплотнения со сдвигом, при нагрузке образца выше области упругости, в области пластических деформаций поля напряжений залежи (то есть, когда состояние напряжений превышает давление предконсолидации, являющегося причиной наращивания шатровых линий). Ясно, что влияние пластических деформаций и изменения проницаемости может быть значительным при моделировании залежи в продуктивном пласте с высокой степенью сжимаемости. Используя двойное моделирование, Yale (2002) показал, что исходное состояние напряжений и пластичность значительно увеличивают сжимаемость и энергию, уплотнения пласта; моделирование изменений проницаемости при пластических деформациях показало экстремально большое влияние на падение давления около скважины и деформацию, над традиционным моделированием, при котором учитывается только упругость. Crawford и Yale (2002) использовали упругопластичные модели (модели критического состояния) для изучения взаимосвязи между деформацией и соответствующей потерей проницаемости. Они показали, что упругопластичные модели охватывают основные характеристики экспериментальных результатов по изменениям проницаемости, как функцию напряжения и деформации, следуя основной модели, аналогичной деформации непрочных и неконсолидированных образцов песка.

Образцы из месторождения X в Мексиканском заливе, показанные на рис. 12.11, были использованы для определения характера изменения проницаемости при изменении пористости. В этих экспериментах прилагаемые давления

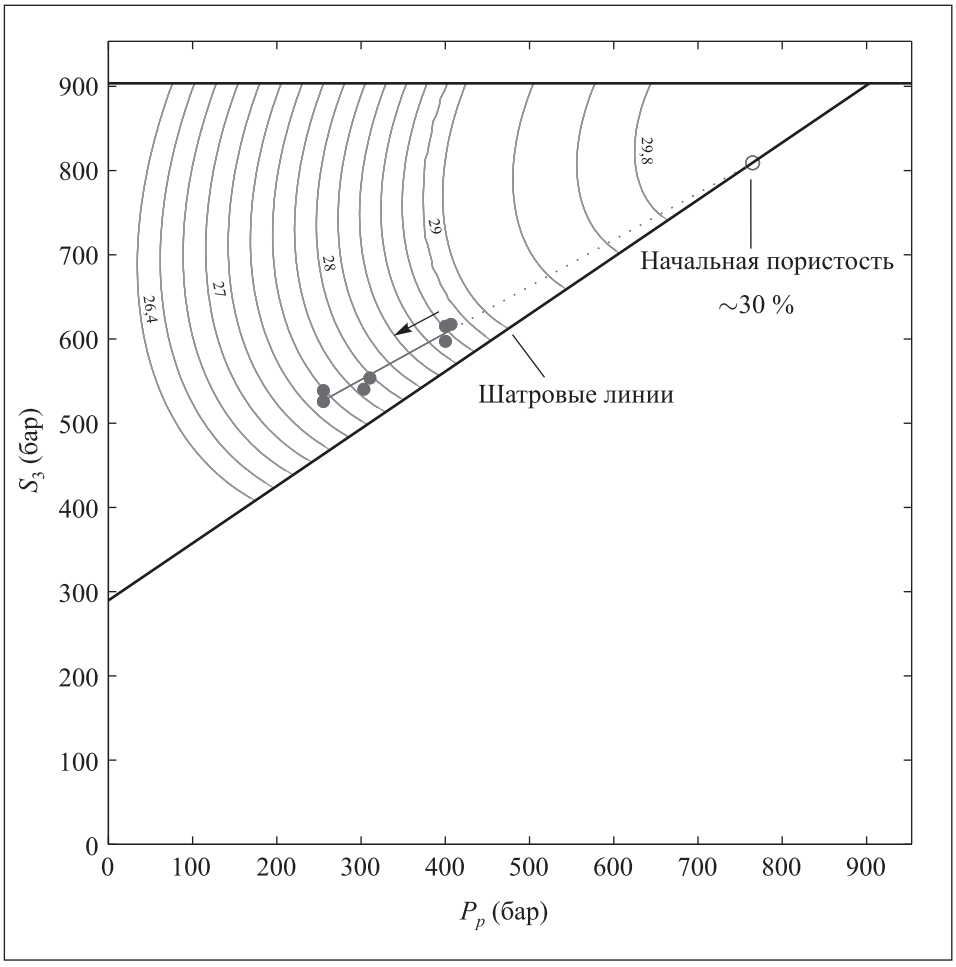


Рис. 12.12. Использование ДАОЗ, формализующего шатровые линии, рассчитанные по шатровой модели (как показано на рис. 4.19), трансформируемые в область залежи ($S_{\mathrm{hmin}} : P_p$). ДАОЗ прогнозирует изменение пористости (или уплотнение) для месторождения X, на основе лабораторных исследований, показанных на рис. 12.11. Точки представляют данные по напряжениям в пластовых условиях и измерениям поровых давлений, показанных на рис. 12.4, б. Близкое расположение контуров соответствует началу пластических деформаций при достижении переуплотняющего давления (Chan, Zoback, 2002)

были в интервале 0–600 бар, представляющем возможный ряд истощений, которые могут встретиться на данном месторождении. Начальная проницаемость образцов варьирует между 80 мД и 1 050 мД и отражает вариации начальной пористости, упаковку зерен, относительное содержание глин (их распределение) и цементацию. Для проверки взаимосвязи между уплотнением и потерей проницаемости, показана нормализованная проницаемость как функция нормализованной пористости (рис. 12.13, а) (Chan, Hagin, 2004). Данные по месторождению X

показаны на рис. 12.13, а треугольниками и квадратами, соответствующие двум общим трендам, которые обозначены как верхняя и нижняя границы изменения проницаемости при изменении пористости, которые, вероятно, связаны с начальной пористостью образцов. Низкопористые образцы расположены вдоль нижней границы, в то время как высокопористые образцы имеют более интенсивное изменение проницаемости, как результат потери пористости. Для проверки основ этих эмпирических трендов использовались, для сравнения, экспериментальные опубликованные данные по 22 глубоководным турбидитам из различных месторождений в Мексиканском заливе (Ostermeier, 2001).

Перестроив экспериментальные данные (знак «+» на рис. 12.13, а) в единицах нормализованной проницаемости относительно нормализованной пористости и наложив их на диаграмму экспериментальных данных месторождения X, мы видим, что 95 % данных расположены между верхней и нижней границами, определенных на основе образцов месторождения X, несмотря на начальную пористость образцов, их положение и глубину, на которой они отбирались. Другими словами, представленные два тренда могут использоваться для оценки влияния уменьшения пористости на проницаемость образцов турбидитных песков в Мексиканском заливе. Отмечается, что уменьшение проницаемости может достигать 70 % от начальной проницаемости, для 10 % изменения пористости. Эти интенсивные вариации изменения проницаемости в результате уплотнения, индуцированного разработкой, имеют большое влияние на результаты моделирование залежи.

Для определения изменений проницаемости в теоретическом контексте, мы рассмотрим прогноз уравнения Козени – Кармана для проверки физического приложения двух эмпирических трендов проницаемости, описанных в предыдущем разделе. Эти взаимосвязи широко используют метод определения проницаемости пористого пласта в терминах обобщенных параметров, таких как пористость (Carman, 1961; Mavko, 1998). Для оценки потока флюида в пористой среде, уравнение Козени – Кармана идеализирует среду как переплетение круглых труб известной размерности. Применяя закон Дарси для ламинарного потока в круглой трубе, уравнение Козени – Кармана устанавливает:

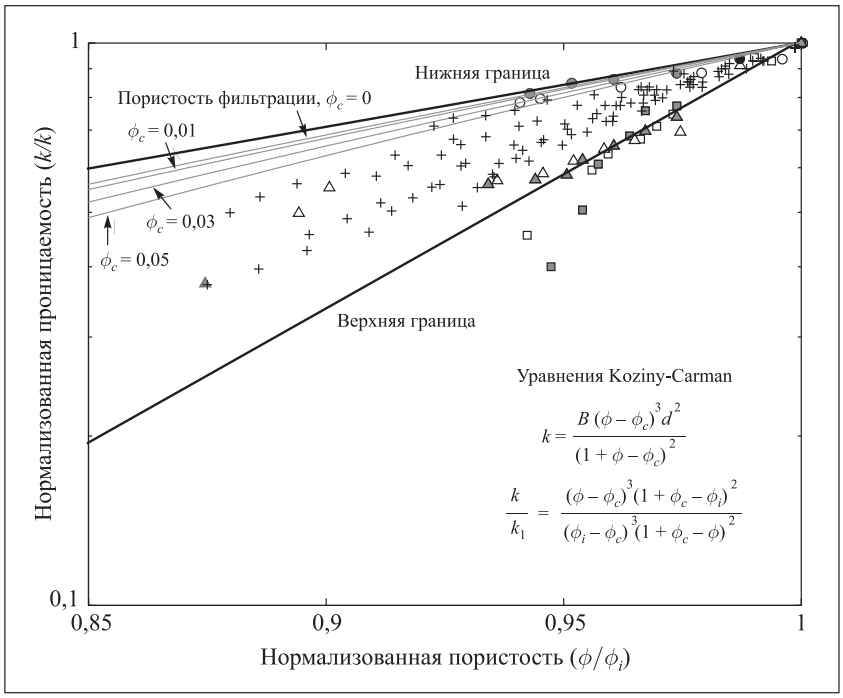
$$k = \frac{B\phi^3}{\tau^2 S^2} = B\phi^3 \frac{d^2}{\tau}, \tag{12.17}$$

где k — проницаемость, B — геометрический фактор, τ — извилистость, d — средний диаметр зерен. Пористость ϕ и удельная площадь поверхности S выражаются уравнениями:

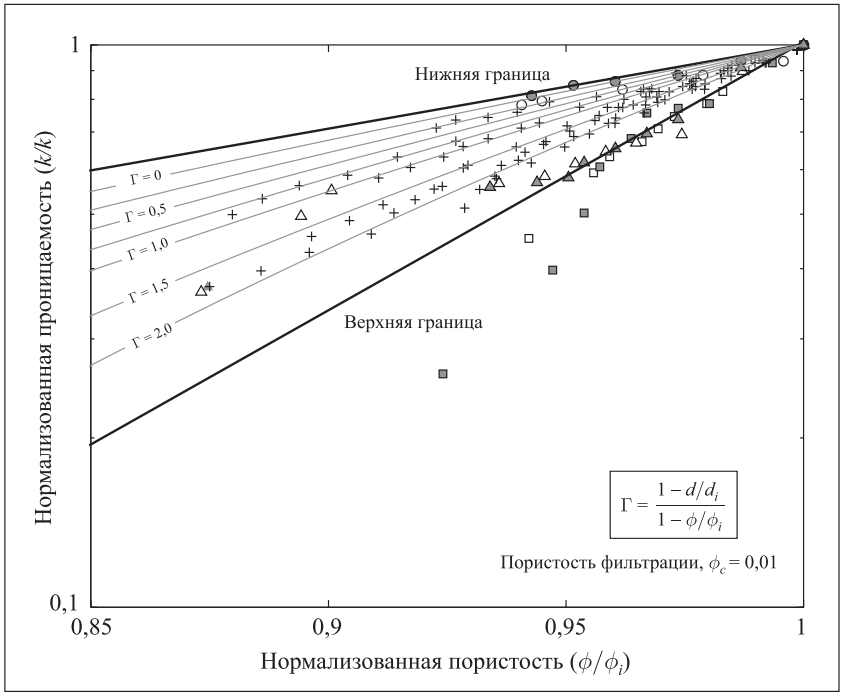
$$\phi = \frac{\pi R^2}{A} \quad \text{и} \quad S = \frac{2\pi R}{A}, \tag{12.18}$$

где R и A — радиус и площадь сечения мнимой трубы.

В общем, представляет проницаемость пропорциональную кубу пористости. Mavko, Nur (1997) ввели понятие пористости фильтрации ϕ_c для уравнения


1
0,1
0,85
0,9
0,95
1
Нормализованная проницаемость (k/k)
Нормализованная пористость (ϕ/ϕ_i)
Нижняя граница
Пористость фильтрации, $\phi_c = 0$
$\phi_c = 0{,}01$
$\phi_c = 0{,}03$
$\phi_c = 0{,}05$
Верхняя граница
Уравнения Kozeny-Carman
$k = \frac{B(\phi - \phi_c)^3 d^2}{(1 + \phi - \phi_c)^2}$
$\frac{k}{k_1} = \frac{(\phi - \phi_c)^3 (1 + \phi_c - \phi_i)^2}{(\phi_i - \phi_c)^3 (1 + \phi_c - \phi)^2}$

(а)


1
0,1
0,85
0,9
0,95
1
Нормализованная проницаемость (k/k)
Нормализованная пористость (ϕ/ϕ_i)
Нижняя граница
$\Gamma = 0$
$\Gamma = 0{,}5$
$\Gamma = 1{,}0$
$\Gamma = 1{,}5$
$\Gamma = 2{,}0$
Верхняя граница
$\Gamma = \frac{1 - d/d_i}{1 - \phi/\phi_i}$
Пористость фильтрации, $\phi_c = 0{,}01$

(б)

Козени-Кармана. Они определили пористость фильтрации как граничную пористость, при которой существующие поры в продуктивном пласте еще разобщены и не вносят вклад в поток. Модифицированное уравнение Козени – Кармана, включающее пористость фильтрации, имеет вид:

$$k = B\frac{(\phi - \phi_c)^3}{(1 + \phi_c - \phi)^2}d^2, \tag{12.19}$$

где ϕ_c — пористость фильтрации, в большинстве случаев величиной от 0 до 0,05.

Для определения изменений проницаемости в результате изменений пористости, Chan, Hagin (2004) использовали модифицированное уравнение Козени – Кармана и упростили уравнение (12.19), так, что оба геометрических фактора были удалены (полагая величину B постоянной для упрощения):

$$\frac{k}{k_i} = \left(\frac{\phi - \phi_c}{\phi_i - \phi_c}\right)^3 \left(\frac{1 + \phi_c - \phi_i}{1 + \phi_c - \phi}\right)^2 \tag{12.20}$$

где k_i и ϕ_i — начальная проницаемость и начальная пористость, соответственно. Теоретические величины изменений проницаемости, индуцированных уплотнением, на основе уравнения (12.19), для ϕ_c между 0 и 0,05, затем были наложены на лабораторные данные по образцам керна Мексиканского залива (рис. 12.13, а). Теоретические изменения проницаемости, рассчитанные по модифицированному уравнению Козени – Кармана, аналогичны нижней границе оценки по лабораторным данным. Это подобие может предполагать, что эмпирическая нижняя граница представляет нижний предел изменений проницаемости для большинства песков Мексиканского залива, для которых пористость фильтрации равна нулю. Другими словами, если продуктивный пласт состоит из пористого материала с хорошим соединением всех пор, уравнение Козени – Кармана с $\phi_c = 0$, может использоваться как опорное для нижнего предела изменений проницаемости, как результат уплотнения, индуцированного разработкой, хотя это обычно не полностью охватывает значительные потери проницаемости благодаря уплотнению непрочных осадков.

Рис. 12.13. (а) Сравнение эмпирической зависимости проницаемость-пористость, полученной по результатам лабораторных исследований, с данными по уравнению Козени – Кармана (Chan, Hagein 2004). Сплошные толстые линии определяют верхнюю и нижнюю границы наблюдаемых изменений проницаемости при изменении пористости. Тонкие линии получены по модифицированному уравнению Козени – Кармана (Mavko, Nur, 1997), которые вводят понятие граничной пористости фильтрации ϕ_c, для уравнения Козени – Кармана. (б) Если предположить, что происходит уменьшение размера зерен во время уплотнения, модифицированное уравнение Козени – Кармана прогнозирует более значительные изменения проницаемости с изменением пористости (Chan, Hagin, 2004). Однако, что $\Gamma \geqslant 1$ это маловероятно, само уменьшение размера зерен не объясняет наблюдаемого большого уменьшения проницаемости образцов, которые расположены около верхней границы уменьшения проницаемости

Оценка изменений проницаемости по нормализованному уравнению Козени – Кармана (уравнение (12.20)) предполагает постоянный размер зерен во время уплотнения. Однако существует одно возможное объяснение уменьшения проницаемости, связанное с разрушением зерен во время уплотнения. Этот феномен был отмечен Zoback, Byerlee (1976) во время тестов на деформацию и измерения проницаемости разрушенных гранитов. Уменьшение среднего размера зерен d, изменение извилистости пор или компоновки зерен (действующих на изменение геометрического фактора B) будет влиять на прогноз по модифицированному уравнению Козени – Кармана. Для учета изменений среднего размера зерен в модифицированном уравнении Козени – Кармана, вводится параметр Γ:

$$\Gamma = \frac{1 - d/d_i}{1 - \phi/\phi_i}, \tag{12.21}$$

где d_i и d — средний размер зерен до и после уплотнения. $\Gamma = 0$ полагает, что средний размер зерен не изменяется во время уменьшения пористости. Этот параметр введен в порядке упрощения различных причин, ответственных за уменьшение размеров зерен, в виде функции уменьшения пористости, иллюстрируемой ниже на рис. 12.13, б. Уравнение (12.21) полагает, что требуется большое уменьшение пористости для достижения значительного уменьшения среднего размера зерен (или большое Γ). Отмечается, что $\Gamma > 1$ единственно возможно для очень маленького интервала изменений пористости. Вводя переменную Γ, уравнение (12.20) становится:

$$\frac{k}{k_i} = \left(\frac{\phi - \phi_c}{\phi_i - \phi_c}\right)^3 \left(\frac{1 + \phi_c - \phi_i}{1 + \phi_c - \phi}\right)^2 \left[1 - \Gamma\left(1 - \frac{\phi}{\phi_i}\right)\right]. \tag{12.22}$$

Рис. 12.13, б полагает, что, хотя уменьшение размеров зерен может иметь некоторое влияние на уменьшение проницаемости, очень большое уменьшение размеров зерен (высокое Γ) требуется для объяснения верхней границы потери проницаемости. В результате, могут потребоваться более сложные модели, включающие изменения извилистости пор и геометрического фактора, для полного описания физического механизма, являющегося причиной падения проницаемости, представляющего верхнюю границу.

Для оценки применимости прогнозируемого интервала изменений проницаемости к залежам, Chan, Hagin (2004), провели оценку месторождения Z в Мексиканском заливе. Это глубоководная залежь в нецементированных песках с повышенным давлением, примыкающих к большому соляному куполу. Продуктивный пласт, в основном, представляет турбидитные пески со средней пористостью 30 %. Начальная горизонтальная проницаемость песков в интервале от 60 до 168 мД для песков умеренного качества, и 350–540 мД для интервалов песков высокого качества. В дополнение к измерениям S_{hmin} и P_p для этого месторождения, также доступны измерения горизонтальной проницаемости во времени по нескольким скважинам.

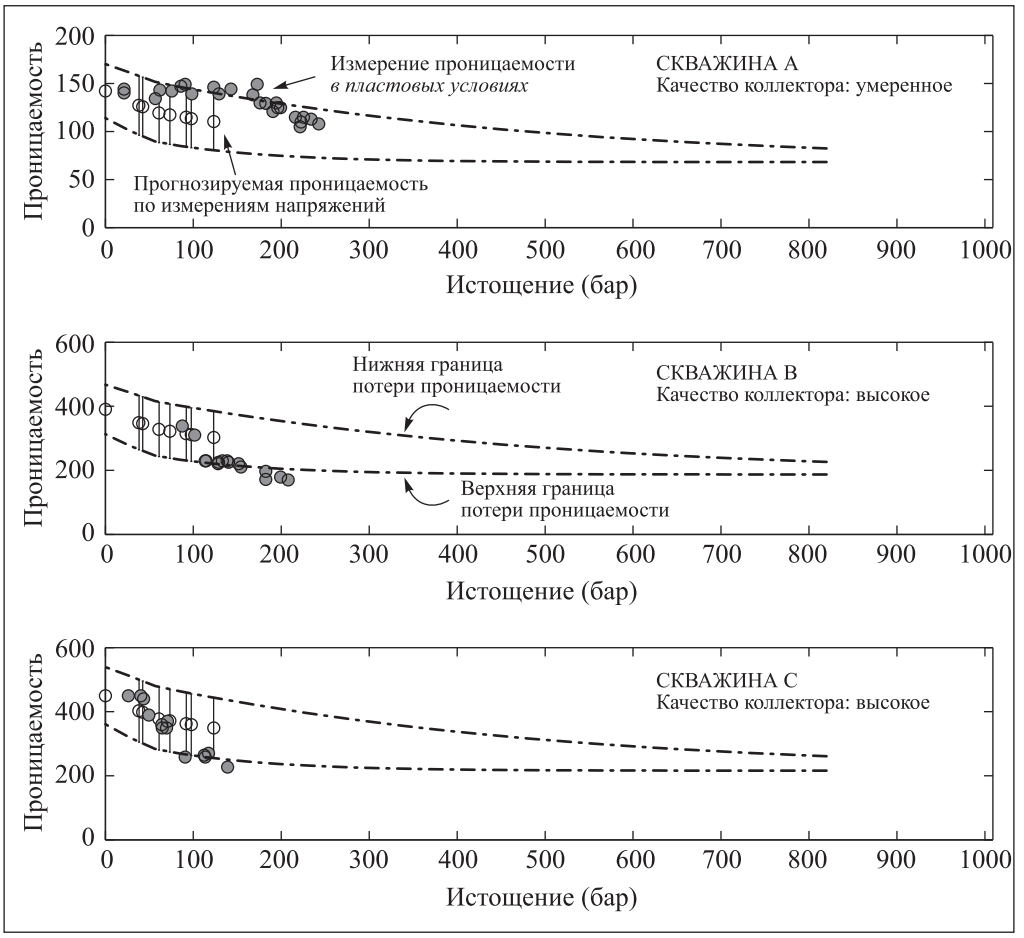


Рис. 12.14. Сравнение между измерениями проницаемости в скважинах A, B и C на месторождении Z в Мексиканском заливе с прогнозируемой проницаемостью на основе ДАОЗ, верхняя и нижняя границы эмпирической взаимосвязи пористость-проницаемость, показанной на рис. 12.13 (Chan, Hagin, 2004). Круги без заливки представляют прогнозируемые средние величины проницаемости, соответствующие измерениям напряжений в пластовых условиях. Пунктирные линии представляют нижнюю и верхнюю границы потери проницаемости, предполагая, что залежь истощается по одной траектории изменения напряжения. Круги с заливкой представляют измерения напряжений в пластовых условиях для каждой из трех скважин. Измерения начальной проницаемости для этих скважин отсутствуют

Измерения поровых давлений для большинства скважин месторождения собраны и скорректированы по уровням приведения для наблюдения непрерывных кривых уменьшения P_p и наименьшего главного напряжения. Аналогично месторождению X, на месторождении Z наблюдается относительно низкая траектория изменения напряжения, $A = 0{,}54$, указывающая на отсутствие вероятности активации сбросов, индуцированных разработкой. Измерения проницаемости в пла-

стовых условиях для трех различных скважин месторождения Z показаны как функция истощения на рис. 12.14. Скважина A расположена около центра залежи, а скважины B и C — около края залежи. Измерения проницаемости в скважинах A и C были проведены непосредственно после начала разработки, а первое измерение в скважине B было проведено после истощения на величину около 100 бар. Скважина A имеет относительно низкую проницаемость, в интервале проницаемостей для интервала песков умеренного качества (начальная проницаемость для скважины A принимается около 140 мД); в то время как начальная проницаемость для скважин B и C оценивается в 470 мД (средняя величина для песков высокого качества). При отсутствии измерений начальной проницаемости в этих скважинах, мы принимаем среднюю величину указанной проницаемости для месторождения Z, основываясь на качестве залежи.

На основе измерений напряжений и давлений в пластовых условиях, Chan, Hagin (2004) прогнозируют изменение пористости в скважинах A, B и C, используя ДАОЗ. Используя две эмпирические взаимосвязи пористость-проницаемость, показанные на рис. 12.13, на рис. 12.14 показан возможный интервал изменений проницаемости, ассоциируемый с истощением в скважинах A, B и C. Проницаемость в пластовых условиях на скважине A видимо следует нижней границе потери проницаемости, в то время как скважины B и C проявляют соответствие с верхней границей потери проницаемости. Отмечается, что отсутствие знаний о начальной проницаемости для этих скважин делает трудным точный прогноз. Так как начальная проницаемость для залежи в песках высокого качества находится в интервале 350-540 мД, измерения в скважине B могут быть легко приближены к прогнозируемым величинам, если уменьшается начальная проницаемость, используемая в анализе. Однако в данном случае использовались только средние величины для показа неопределенностей, ассоциируемых с измерениями в пластовых условиях, которые могут также влиять на точность прогноза ДАОЗ.

Использование режима уплотнения пласта

Как отмечалось выше, если режим уплотнения пласта является эффективным механизмом извлечения углеводородов, уменьшение проницаемости имеет тенденцию к уменьшению извлекаемости. Компромисс между этими феноменами требует детальной модели уплотнения пород во время моделирования залежи, результаты которого могут влиять на прогноз извлекаемости, продуктивности и решения по расположению скважин.

Для иллюстрации влияния потери пористости и проницаемости во время истощения на характеристики залежи, была построена простая двумерная концептуальная однофазная модель потока для месторождения Z (предоставлена Inegbenose Aitokhuehi). Предполагаемая эллиптическая залежь имела размеры 1 900 м на 960 м и мощность 21 м, была построена расчетная сетка 50×50 со средней проницаемостью 350 мД и начальной пористостью 30 %. Были рас-

смотрены три сценария, используя коммерческий симулятор залежи для демонстрации влияния уплотнения на уменьшение проницаемости:

1) Постоянная сжимаемость пород: сжимаемость пород оценивается как среднее изменение пористости, ассоциируемое с ожидаемым истощением.

2) Режим уплотнения пласта: формально используя ДАОЗ, оценивается изменение пористости как функции истощения и уменьшения напряжений. Прогнозируемое изменение пористости вводится в симулятор как множитель варьирующего объема пор. При этом сценарии принимается отсутствие изменений проницаемости во время истощения.

3) Режим уплотнения пласта с потерей проницаемости: связывая коэффициент проводимости с коэффициентом объема пор, на основе двух эмпирических границ изменений проницаемости, потери проницаемости и пористости будут вносить вклад в оценку кумулятивной продуктивности концептуальной залежи.

Для упрощения моделирования и сокращения времени расчетов, были сделаны некоторые допущения. Начальная продуктивность установлена в $1\,590$ м^3/сут, без притока воды или закачки. Этот однофазный симулятор позволяет достигать минимального забойного давления 70 бар, экономического лимита 16 м^3/сут или максимального времени $8\,000$ суток (~ 22 года).

Рис. 12.15 иллюстрирует результат моделирования идеализированной залежи для трех сценариев, приведенных выше. Используя постоянную сжимаемость для общей продуктивности по сценарию 1, концептуальная залежь будет давать накопленную добычу около $1\,908$ м^3 нефти за $2\,500$ дней ($\sim$ 7 лет). Если рассматривается уплотнение, индуцированное истощением (как в расчетах ДАОЗ), для залежей со свойствами, аналогичными месторождению Z, накопленная добыча залежи значительно увеличивается до $4\,134$ м^3 за $7\,500$ суток ($\sim 20{,}5$ лет). Другими словами, уплотнение приводит к увеличению коэффициента извлечения и увеличению срока разработки концептуальной залежи. Когда принимается во внимание потеря проницаемости, ассоциируемая с истощением, происходит расширение оценки времени извлечения. Прогнозируемая накопленная добыча находится в интервале от $2\,544$ до $3\,975$ м^3 за $8\,000$ дней (~ 22 года), в зависимости от применения на симуляторе верхней или нижней границы изменения проницаемости от пористости. В последних двух случаях расширен срок разработки залежи. В результате, применение при моделировании уплотнения, индуцированного истощением, и потери проницаемости дает значительный эффект в ожидаемой накопленной добыче и сроке разработки залежи. В терминах накопленной добычи, уплотнение, индуцированное разработкой, обеспечивает дополнительный механизм, который увеличивает оценку накопленной добычи; небольшое уменьшение проницаемости (нижняя граница) может не иметь такого влияния, как большое уменьшение проницаемости (верхняя граница) на оценку накопленной добычи. Компромисс между изменениями пористости и изменениями проницаемости имеет важные последствия для определения объема извлекаемых углеводородов и, в целом, схемы разработки залежи, а также будет влиять на принятие

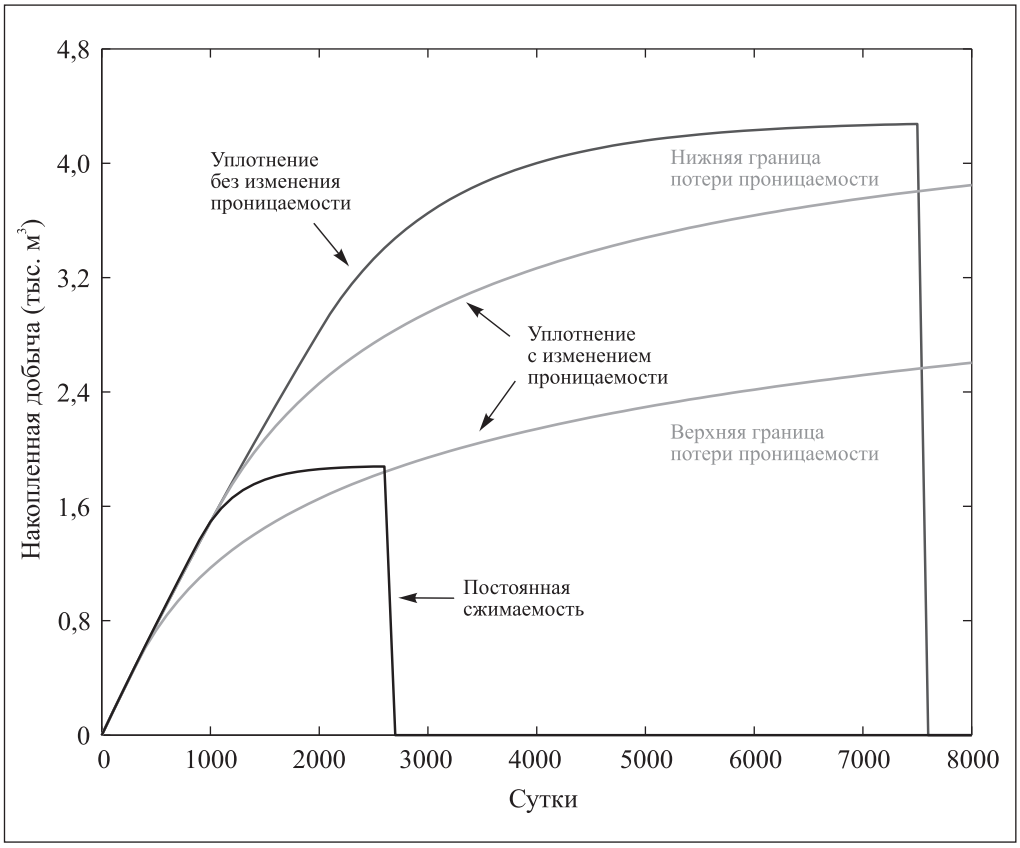


Рис. 12.15. Накопленная добыча от гипотетического пласта одной скважины. Одно моделирование представляет уплотнение, использующее постоянную сжимаемость при разработке. При рассмотрении режима уплотнения пласта (потери пористости при истощении), значительно увеличивается накопленная добыча этой залежи. Однако потеря проницаемости, ассоциируемая с потерей пористости, уменьшает продуктивность залежи в степени, зависящей от характера зависимости потери проницаемости, индуцированной уплотнением

критических решений, таких как необходимость бурения дополнительных скважин.

Вязкопластическая деформация и динамика ДАОЗ

Одно из ограничений традиционных шатровых моделей, как приведено для модифицированной модели в предыдущем разделе, является описание материалов только со статическими, независимыми от времени поверхностями отклика. Для материалов со значительной временной зависимостью деформации, таких как вязкопластичные пески, описанные в главе 3, такие модели не прогнозируют все встречающиеся уплотнения, если в них полностью не включены вязко-

пластичные деформации. Напомним, что нарастающая ступенчатая нагрузка по 50 бар в песках Wilmington производит приблизительно эквивалентные величины мгновенного уплотнения и уплотнения, зависящего от времени (рис. 3.9). Рис. 12.16 показывает серию экспериментов на месторождении Z в Мексиканском заливе, рассмотренном ранее в данной главе. Отмечается, что при истощении до 100 бар, по существу, отсутствует вязкопластичное уплотнение, но при больших величинах истощения оно постепенно нарастает. Это происходит в связи с необходимостью превышения давления предконсолидации в пластовых условиях, для наблюдения вязкого эффекта, как прежде упоминалось в главе 3. Значение вязкого уплотнения в неконсолидированных песках залежи может быть весьма существенно. Отмечается, что при 400 бар истощении, вязкая компонента увеличивает общее уплотнение на величину около 50 %.

Hagin, Zoback (2004c) описали способ модификации традиционных шатровых моделей для включения пластических деформаций, зависящих от времени, учитывающих вязкопластичные эффекты по теории Пежины (1967). Основная концепция включения вязкопластичности в шатровые модели относительно проста: единичные статические, независимые от времени поверхности отклика просто меняют на динамические поверхности отклика, положение и поле напряжений которых зависит от времени или скорости изменений пористости, или состояния. Другими словами, упруго-пластичный основной закон, который определяет статичные поверхности отклика, становится упруго-вязкопластичным основным законом. Включение вязкопластичности может быть описано простым прибавлением дополнительной шкалы к традиционным статичным шатровым моделям.

В частности, теория вязкопластичности Пежины (1967), может быть представлена как отклик напряжений, который зависит от некоторой функции деформации и следует степенной функции скорости деформации. Adachi, Oka (1982) успешно использовали вязкопластичность Пежины в сопряжении с исходной шатровой моделью для описания деформаций глин и грунтов. Детальное рассмотрение данной темы выходит за пределы данной книги, но важно корректно оценивать общую величину уплотнения в истощающейся залежах. В нецементированных песках, где вязкое уплотнение может быть важно, такие эффекты необходимо рассматривать для корректной оценки общей величины уплотнения в залежи. Так как изменения пористости рассмотрены в предыдущем разделе, существует нижняя граница, которая вероятно встречается в пластовых условиях.

Деформации и изменения напряжений за пределами истощающихся залежей

Вопросы, связанные с истощением, в данной главе рассматривались только внутри залежи. Как показано на рис. 12.1, существует ряд важных эффектов уплотнения за пределами истощающихся залежей — названных потенциалом проседания поверхности и образования разломов.

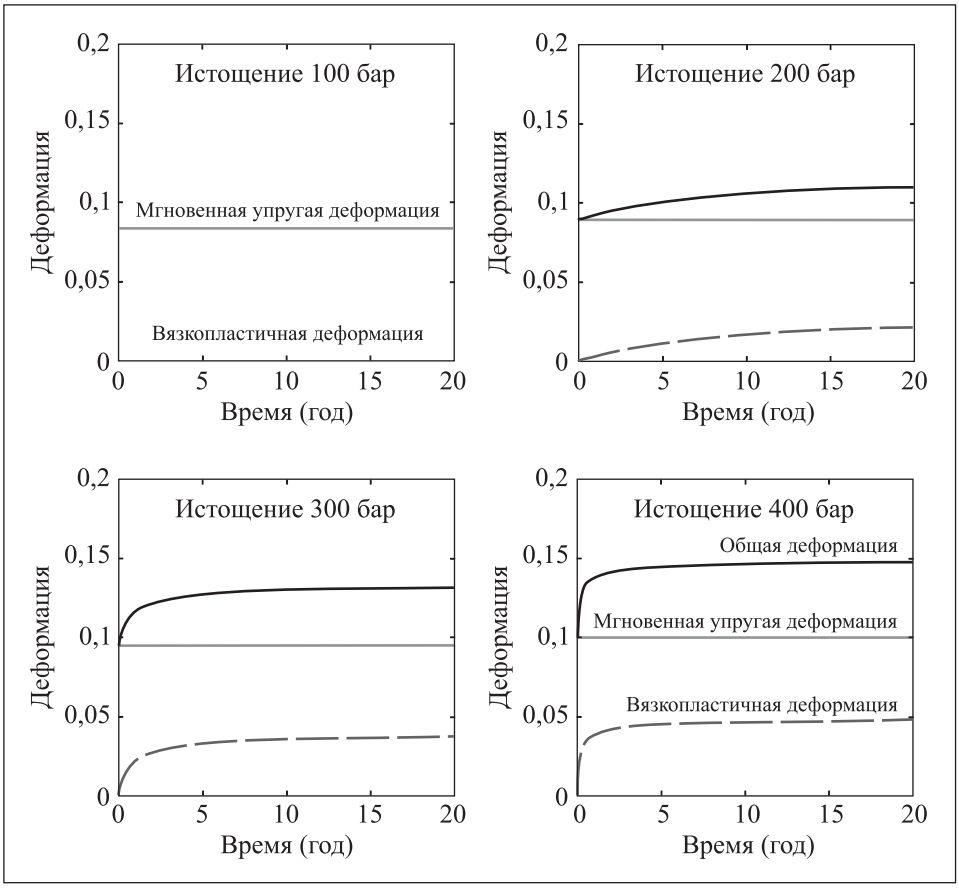


Рис. 12.16. Деформации уплотнения для различных величин истощения месторождения Z в Мексиканском заливе. Отмечается полное отсутствие вязкого уплотнения для истощения 100 бар, но при больших величинах истощения они постепенно нарастают

Уплотнение и проседание

Для залежи в форме диска толщиной H и радиусом R на глубине D (Geertsma, 1973) оценка эффекта уплотнения на проседание поверхности основана на концепции ядер деформации в упругой полусфере. На основе пороупругой теории, благодаря однородному уменьшению порового давления, ΔP_p, может быть представлена как смещение перпендикулярное свободной поверхности в результате деформации ядер на малый, но конечный объем V таким образом:

$$u_z(r,0) = -\frac{1}{\pi} c_m (1-\nu) \frac{D}{(r^2+D^2)^{3/2}} \Delta P_p V, \tag{12.23}$$

$$u_r(r,0) = +\frac{1}{\pi} c_m (1-\nu) \frac{D}{(r^2+D^2)^{3/2}} \Delta P_p V, \tag{12.24}$$

где c_m — продуктивного пласта на единицу порового давления, ν — коэффициент Пуассона. Принимая c_m и ν за константы на всей однородной полусфере, величина проседания, связанная с разработкой залежи в форме диска на глубине, может быть оценена интегрированием решений по ядрам деформации по объему залежи. Это достигается комплексной формулой, привлекающей интегралы функций Бесселя. Введя безразмерные параметры $\rho = r/R$ и $\eta = D/R$, решения могут быть упрощены:

$$\frac{u_z(r,0)}{\Delta H} = A(\rho,\eta), \tag{12.25}$$

$$\frac{u_r(r,0)}{\Delta H} = B(\rho,\eta), \tag{12.26}$$

где A и B — линейная комбинация эллиптических интегралов первого и второго рода (F_0, E_0) и лямбда-функция (Λ_0):

$$A = \begin{cases} -\dfrac{k\eta}{4\sqrt{\rho}}F_0(m) - \dfrac{1}{2}\Lambda_0(p,k) + 1, & (p<1), \\ -\dfrac{k\eta}{4}F_0(m) + \dfrac{1}{2}, & (p=1), \\ -\dfrac{k\eta}{4\sqrt{\rho}}F_0(m) + \dfrac{1}{2}\Lambda_0(p,k), & (p>1), \end{cases} \tag{12.27}$$

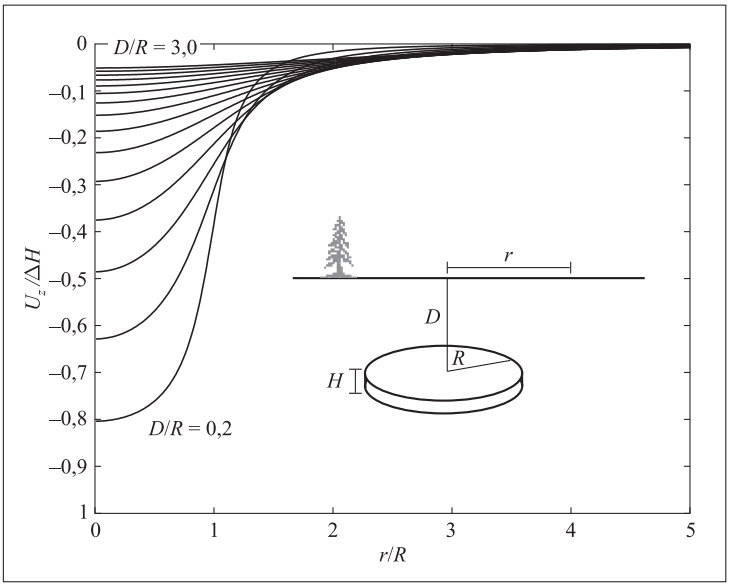
$$B = \frac{1}{k\sqrt{\rho}}\left[\left(1-\frac{1}{2}k^2\right)F_0(m) - E_0(m)\right], \tag{12.28}$$

где

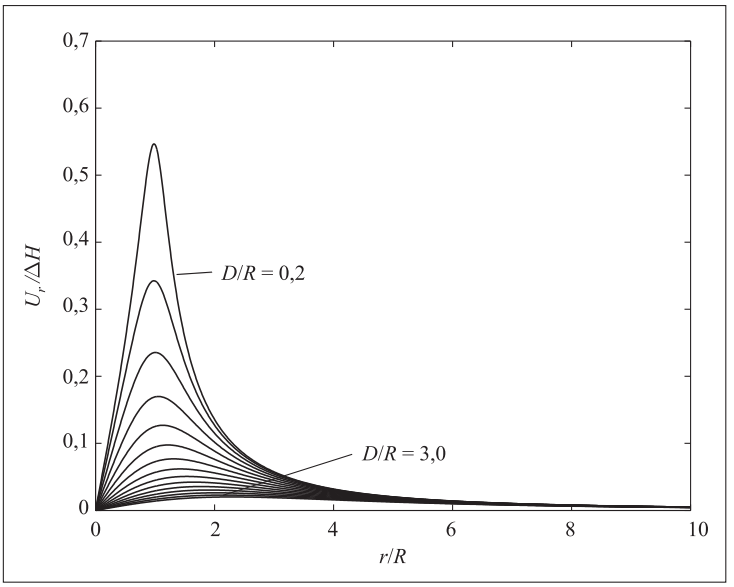
$$m = k^2 = \frac{\rho}{(1-\rho)^2+\eta^2} \quad \text{и} \quad p = \frac{k^2[(1-\rho)^2+\eta^2]}{(1-\rho)^2+k^2}.$$

Выражая деформацию поверхности, как показано в уравнениях (12.25) и (12.26), можно прогнозировать деформацию поверхности в единицах ΔH, уплотнение залежи, и приравнять изменение толщины залежи к изменению пористости $\Delta\phi$, полагая, что $\Delta\phi = \Delta H/H$ и применяя ДАОЗ (как приведено выше) для прогноза изменений пористости.

Применяя это на практике, рис. 12.17 иллюстрирует величину смещения поверхности (нормализованное изменение мощности залежи, как выражено в уравнениях (12.27) и (12.28)), как функцию нормализованной дистанции от центра залежи. Отмечается, что для очень неглубоких залежей $(D/R \sim 0{,}2)$, величина проседания над залежью составляет около $0{,}8$ от общего уплотнения (рис. 12.17, а). Поэтому случаи, когда имеются существенные проседания выше непрочной, уплотняющейся залежи, относительно легко понятны. Например, если $\Delta\phi = 3\,\%$ (величина, прогнозируемая начальными условиями для месторождения X, рис. 12.12) и первоначальная мощность залежи 300 м, ΔH составит около 9 м. Если аналогичная залежь была неглубоко от поверхности и шире,



(а)



(б)

Рис. 12.17. Нормализованное проседание поверхности (а) и горизонтальное смещение (б) выше залежи в форме диска с радиусом R, на глубине D и начальной мощности H, которая уплотняется на ΔH, в соответствии с аналитическим решением Geertsma (1973). Отмечается, что проседание максимально в центре залежи, тогда как горизонтальное смещение максимально на краях

$D/R \sim 0{,}2$, ожидалось бы около 7 м проседания. На месторождении Wilmington в южной Калифорнии, до закачки флюида в попытках остановить проседание, отмечалась проседание около 9 м. Разработка велась из неглубоко залегающей (глубина около 1 км), латерально протяженной (приблизительно эллиптической формы с осями 18 км и 5 км), залежи в непрочных песках.

Горизонтальное смещение над неглубоко залегающей, латерально протяженной залежью, также достаточно важно, если имеется значительное уплотнение (рис. 12.17, б). Отмечается, что проседание концентрируются в основном над центром истощающейся залежи, а горизонтальные смещения — на границе залежи. В соответствии с приведенным выше примером, при 7 м проседании в уплотняющейся залежи с характеристикой $D/R \sim 0{,}2$, на границе месторождения ожидается горизонтальное смещение около 5 м. Рис. 12.17 иллюстрирует, что для рассматриваемого гипотетического случая, если залежь будет глубже и/или менее латерально протяженной ($D/R \sim 1$), будем иметь только 38 % проседания над центром залежи и только около 13 % горизонтального смещения на краях. Мы применили модифицированную модель Geertsma для оценки проседания месторождений Leeville и Lapeyrouse в южной Луизиане, показанных на рис. 12.18, а. Региональные растущие разломы на этой площади показаны черной линией. Линии профилей нивелирования (показанные линиями с точками) пересекают оба месторождения. Информация о структуре и истории разработки также доступна для обоих месторождений. Мы нашли документы по степени проседания на каждом месторождении, ассоциируемой с разработкой, и проверили степень сходимости прогноза модифицированной модели Geertsma с наблюдаемым проседанием.

Величина проседания на месторождении Leeville между 1982 и 1993 годами (относительно базовой станции приблизительно в 7 км южнее месторождения) показана на рис. 12.18, а с соответствующими неопределенностями. За этот период времени, максимальное проседание на месторождении составляло 6 ± 3 см. Mallman, Zoback (2007) разработали модель истощающейся залежи на глубине. Они использовали ДАОЗ для прогноза величины уплотнения залежи и уравнение (12.25) для прогноза величины проседания. Залежь на глубине моделировалась как множественные диски соответствующей толщины и истощения. Упругопластичный основной закон (с шатрами), разработанный для залежей в слабоконсолидированных песках Мексиканского залива (Chan, Zoback, 2002), был использован для прогноза величины уплотнения залежи в каждом месторождении. Величина прогнозируемого проседания, ассоциируемая с истощением во всех залежах, показана пунктирной линией на рис. 12.18, б. Отмечается, что общая форма бассейна проседания приблизительно корректна, хотя наблюдаемое проседание несколько шире прогнозируемой. По наблюдениям, модель несколько недооценивает наблюдаемое проседание, что, вероятно, связано с недоступностью данных по разработке для всех скважин. Поэтому, вероятно, отмеченное

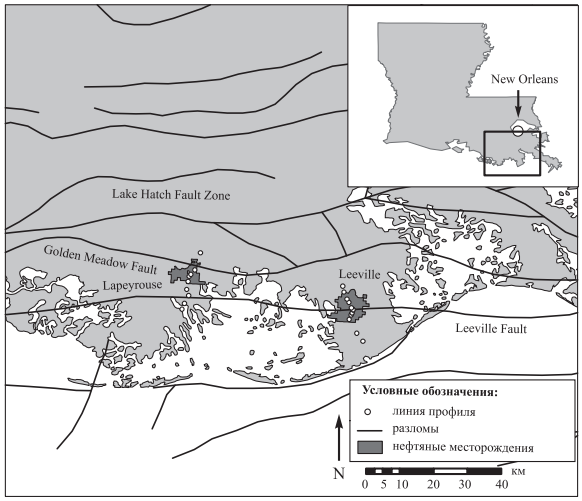
истощение залежи, не включенное в модель, вносит свой вклад в наблюдаемое проседание.

Chan, Zoback (2006) сравнили наблюдаемые проседания выше залежи на месторождении Lapeyrouse в южной Луизиане, с данными моделирования. Как показано на рис. 2.10, эти залежи в непрочных песках подвергались значительному истощению. Несмотря на то, что залежи залегают относительно глубоко и имеют небольшую мощность (отдельные песчаные тела мощностью около 10 м), так как имеется пять залежей (диаметром от $\sim$ 1 до 2,5 км), эффект от них суммируется в одном месте. Так как D/R достаточно большой (в интервале от 3 до 9), ожидаются небольшие проседания и поверхностные смещения, несмотря на заметное истощение. Как показано на рис. 12.19, в центре месторождения ожидается проседание около 12 см, а горизонтальные поверхностные смещения до 5 см на границах месторождения.

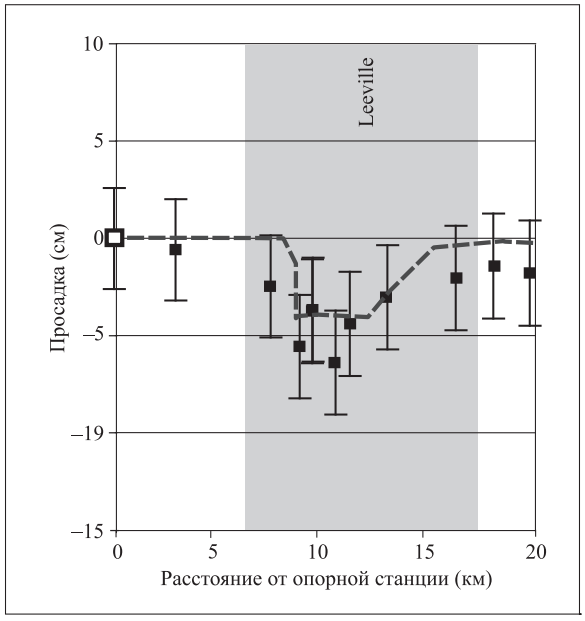
Рис. 12.19, г сравнивает прогнозируемое проседание по всем залежам (моделированную как индивидуальные круглые залежи постоянной мощности) с измерениями вдоль $\sim$С-Ю линии нивелирования, проходящей через месторождение. Отмечается, что максимальное прогнозируемое проседание (относительно отметки за пределами месторождения) находится в центре месторождения и достигает максимальной величины около 12 см. Проседания, определенные по данным нивелирования, показывают некоторое увеличение в центре месторождения, где станции Q и N указывают на 15 см проседания, хотя станция P имеет проседание на 10 см. Гораздо больше величина проседания наблюдается около станции M, которая примыкает к разлому Golden Meadow. Возможность смещения по этому разлому и вклада в наблюдаемое проседание рассматривается в следующем разделе.

Смещение по разломам за пределами залежи

Вторым механизмом, индуцирующим образование разломов в непосредственной близости от нефтяных и газовых залежей, является пороупругое изменение напряжений в среде, окружающей уплотняющуюся залежь. Как представлено на рис. 12.1, образование разломов индуцируется наложением напряжений, обусловленных уменьшением порового давления в залежи, с существующими до этого напряжениями, до истощения. Поэтому, в условиях напряжений сжатия, выше и ниже уплотняющейся залежи мы ожидаем дальнейшее увеличение горизонтальных напряжений сжатия и потенциальное индицирование надвигов. На расширяющихся площадях не будет ожидаться индицирование надвигов выше и ниже залежи, в связи с тем, что изменение напряжений, благодаря истощению, действует в противоположном направлении существующим напряжениям. В противоположность, около краев залежи, напряжения индуцированные истощением, будут содействовать образованию сбросов. Для правила знаков, введенного Segall (1989), контуры > 0 указывают на площади, где изменения напряжений, благода-



(а)



(б)

Рис. 12.18. (а) Карта южной Луизианы с региональными растущими разломами, показанными черными линиями. Мы рассматриваем деформации вдоль линий нивелирования (указанных линиями с точками), которые пересекают нефтяные месторождения Leeville и Lapeyrouse. (б) Соответствующие изменения уровня поверхности месторождения Leeville (с неопределенностями) между 1982 и 1993 годами, относительно базовой станции, расположенной приблизительно в 7 км южнее месторождения. Прогноз по модифицированной модели Geertsma показан пунктирной линией (см. текст) (Mallman, Zoback, 2007)

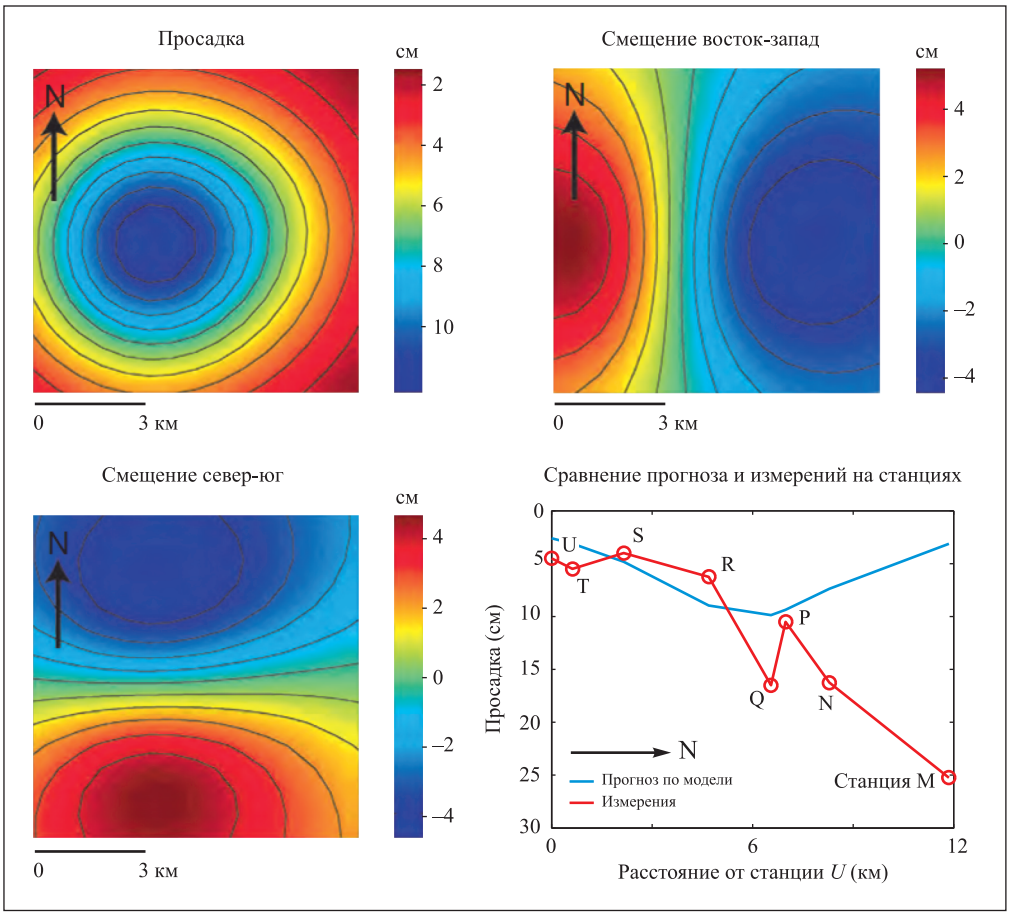


Рис. 12.19. Суммарное проседание и горизонтальные смещения на месторождении Lapeyrouse, рассчитанные совмещением многих залежей в форме диска на основе решения (Geertsma, 1973) и ДАОЗ (с вязкопластичной реологией) для расчета общего уплотнения залежи (Chan, Zoback, 2006). Прогнозируемые смещения U_x, U_y и U_z измерены в сантиметрах. Прогнозируемое проседание (г) сравнивается с измеренными изменениями уровня поверхности (красная линия) в центре месторождения, но недооценивает наблюдаемое проседание в северной части месторождения, около станции M

ря истощению, индуцируют сбросы в окружающей среде, тогда как контуры < 0 указывают на регионы, где существует потенциал для индицирования надвигов. Эти прогнозируемые изменения напряжений согласуются с наличием надвигов выше месторождения Wilmington на площади Los Angeles, также как индицирование смещений по сбросам, ограничивающим залежи в Мексиканском заливе (см. ниже). Feignier, Grasso (1990) приложили эти идеи к месторождению Lacq во Франции и продемонстрировали хорошую корреляцию между теоретически ожидаемым положением сейсмичности и наблюдаемым, полагая, что существующее до этого состояние напряжений, в непосредственной близости от место-

рождения, характеризуется сбросовым режимом с вертикальным максимальным главным напряжением. Maury, Zurdo (1996) показали, что встречаемое смещение по активным разломам является причиной среза обсадных колонн продуктивных скважин на ряде месторождений.

Ряд исследований индуцированной сейсмичности в результате закачки и отбора флюидов проводились с 1960 годов (Healy, Rubey, 1968; Raleigh, Healy, 1972; Segall, 1985; Mereu, Brunet, 1986; Pennington, Davis, 1986; Segall, 1989; Grasso, Wittlinger, 1990; Grasso, 1992; Doser, Baker, 1991; McGarr, 1991; Davis, Nyffenegger, 1995). Большинство этих исследований демонстрируют, что число сейсмических событий вблизи разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений значительно увеличивается после начала разработки или закачки флюидов. В то время как многие из этих случаев ассоциированы с закачкой флюидов (как рассмотрено в главе 4), в результате увеличения порового давления и уменьшения эффективного нормального напряжения, наблюдения и изучение сейсмических событий вокруг некоторых нефтяных и газовых месторождений во всем мире, предполагает, что истощение приведет к изменению напряжений вокруг залежи, которое может содействовать смещению по разломам за пределами залежи.

Важно помнить, что величины изменений напряжений за пределами истощающейся залежи экстремально малы. Segall, Fitzgerald (1996) показали, что в гомогенной, линейно упругой среде, непосредственно выше горизонтально залегающей эллипсоидальной залежи, изменение напряжения определяется уравнением:

$$\frac{\Delta S_{\mathrm{h}}}{\Delta P_p} = \alpha \left(\left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \left(\frac{\pi}{4} \right) \left(\frac{H}{2R} \right) \right), \tag{12.29}$$

где H — высота залежи, $2R$ — латеральная протяженность. $H/2R$ обычно очень мало. Применяя это в контексте изменений напряжения, встречающегося в залежи Valhall, представленного на рис. 12.5, мы отмечаем, что $H/2R$ приблизительно равно $0{,}03$. Сравнивая изменение напряжения непосредственно выше залежи (из уравнения (12.29)) с приведенными изменениями на рис. 12.5, мы видим, что увеличение горизонтального напряжения выше залежи, благодаря разработке, составляет только около $1\,\%$ от уменьшения горизонтального напряжения внутри залежи. Другими словами, увеличение горизонтального напряжения сжатия выше залежи будет около 2 бар, в отличие от уменьшения на ~ 200 бар внутри нее. Таким образом, единственным путем индицирования разломов за пределами залежи (надвигов выше или ниже залежи, или сбросов на ее границах) является наличие уже существующих разломов, находящихся в состоянии фрикционного равновесия. Кроме того, месторождения, находящиеся в надвиговом режиме напряжений, будут ожидать индицирование разломов только выше и ниже залежи во время истощения. Знак изменений напряжения на надвигах по сторонам залежи не будет способствовать смещению. В сравнении, при сбросовом режиме

напряжений, образование разломов будет встречаться только на существующих до этого, критически напряженных разломах вокруг краев залежи.

Влияние уплотнения залежи неправильной формы на неплоскую поверхность разлома лучше всего оценивается на основе цифрового моделирования. Поэтому Chan, Zoback (2006) использовали программу Poly3D (Thompson, 1993) для проверки влияния разработки углеводородов на разлом Golden Meadow, расположенный на северном краю истощающегося месторождения Lapeyrouse. Они рассчитали уплотнение по ДАОЗ анализу для каждой залежи. Режим уплотнения пласта, Poly3D использовался для определения положения и величины смещения вдоль поверхности разлома. Они моделировали уплотнение залежи как плоскую непрерывную поверхность, встроенную в упругую среду. Полагая, что поверхность разлома свободна от силы сцепления и может смещаться в любом направлении по плоскости разлома (то есть без открытия и закрытия разлома), была оценена величина и положение смещения, индуцированного уплотнением залежи. В реальности, поверхности разломов не свободны от сил сцепления, но в связи с ростом разломов на береговых площадях, они являются активными и постоянно смещаются, допущение, что они свободны от сил сцепления эквивалентно допущению, что они находятся, в таком случае, на начальной стадии активности. В результате, оценка по Poly3D представляет максимальное смещение, которое может встретиться на плоскости разлома благодаря деформации залежи.

Как отмечено выше, несоответствие на станции M, на рис. 12.19, и близость наблюдательной станции к примерному положению на поверхности зоны разлома Golden Meadow, предполагает, что измеренное на M проседание может быть подвержено влиянию движения вдоль разлома Golden Meadow в результате смещения разлома по глубине. Chan, Zoback (2006) применяли Poly3D для цифровой оценки влияния уплотнения залежи месторождения Lapeyrouse на разлом Golden Meadow. Используя сейсмические данные по месторождению Lapeyrouse, для цифровой модели были оцифрованы формы всех залежей и разлома Golden Meadow (показано схематично на рис. 12.20). Контурные линии на плоскости разлома, на рис. 12.20, указывают на величину смещения по разлому в результате уплотнения нескольких залежей. Следует иметь в виду, что хотя отмечается только 20 см смещение непосредственно над залежами, этого более чем достаточно для среза обсадных колонн или других операционных проблем, если скважина вскрывает разлом на этой площади.

Рис. 12.21 (Chan, Zoback 2006) сравнивает проседание поверхности при смещении вдоль разлома Golden Meadow и без смещения. При отсутствии смещения по разлому (рис. 12.21, а), общее проседание поверхности, связанное с уплотнением залежей, аналогично рассчитанному проседанию на основе решения Geertsma (рис. 12.17). Небольшая разница между бассейнами проседания на рис. 12.21 возникает благодаря форме залежей: в решении Geertsma все залежи имеют форму диска, тогда как в цифровой модели залежи имеют неправильную

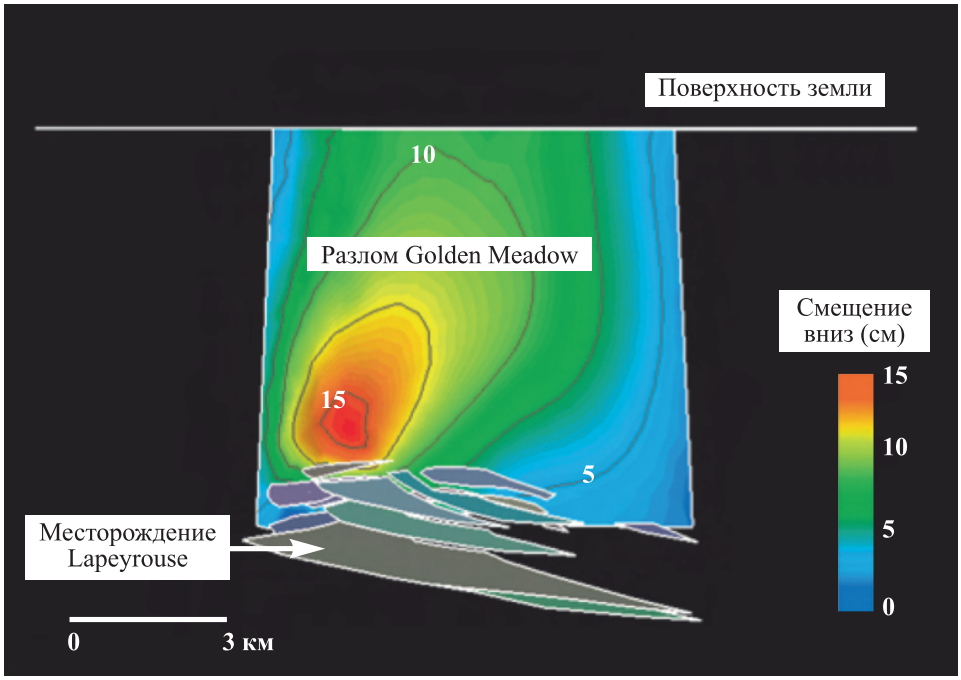


Рис. 12.20. Вид в перспективе (на север) рассчитанного смещения по разлому Golden Meadow, на основе использования Poly3D (Thompson, 1993) и соответствующее представление действительной формы каждой залежи. Отмечается, что наибольшая величина смещения по разлому непосредственно выше верхней залежи (Chan, Zoback, 2006)

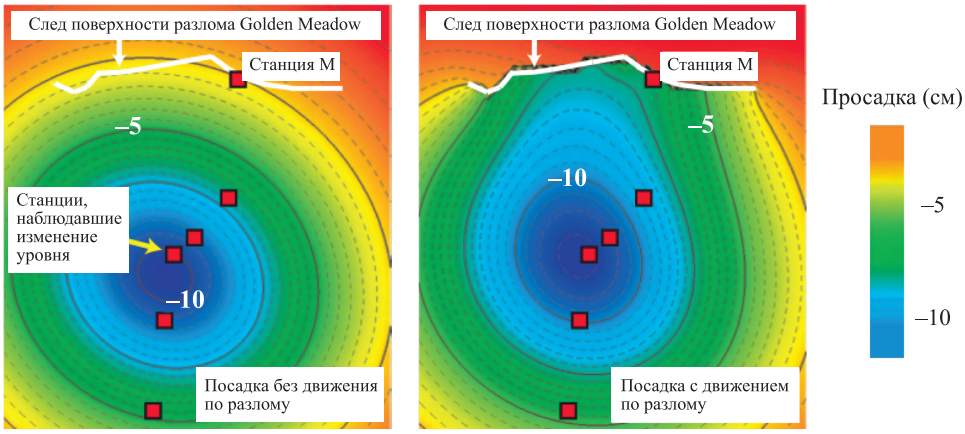


Рис. 12.21. Оценка проседания поверхности в предположении (а) отсутствия смещения по разлому Golden Meadow и (б) при смещении по разлому, показанному на рис. 12.19, на основе использования Poly3D. Форма проседания изменяется, когда разлом может свободно двигаться, но прогнозируемое проседание остается меньше наблюдаемых изменений на отметке М (Chan, Zoback, 2006)

форму. Появление смещения вдоль разлома Golden Meadow (рис. 12.21, б) значительно изменяет форму бассейна проседания в непосредственной близости от разлома, но менее 5 см смещения от поверхности, прогнозируемой около станции M, гораздо меньше, чем измерено (рис. 12.19, г). Не обращая внимания на влияние разработки месторождения Lapeyrouse на смещения по разлому Golden Meadow, ясно, что никакое уплотнение залежей со смещением, не может адекватно объяснить наблюдаемое 25 см проседание на станции M относительно отметок на юге от месторождения. Причина этого непонятна. Как обсуждалось (Chan, Zoback, 2006), возможно влияние разработки залежей к северу от разлома Golden Meadow, которые не были учтены при анализе нестабильности отметок, так как отметки непосредственно к северу от станции M имеют заметно меньшие проседания.

Литература

Aadnoy, B. S. (1990a). “Inversion technique to determine the In situ stress field from fracturing data”. Journal of Petroleum Science and Engineering, 4, 127–141.

Aadnoy, B. S. (1990b). “In situ stress direction from borehole fracture traces”. Journal of Petroleum Science and Engineering, 4, 143–153.

Abé, H., Mura, T. *et al.* (1976). “Growth rate of a penny-shaped crack in hydraulic fracture of rocks”. J. Geophys. Res, 81, 5335. Adachi, T. and Oka, F. (1982). “Constitutive equations for normally consolidated clays based on elasto-viscoplasticity”. Soils and Foundations, 22(4), 57–70.

Addis, M. A., Cauley, M. B. *et al.* (2001). Brent in-fill drilling programme: Lost circulation associated with drilling depleted reservoirs, Paper number SPE/IADC 67741. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, Society of Petroleum Engineers.

Alexander, L. L. and Flemings, P. B. (1995). “Geologic evolution of Plio-Pleistocene salt withdrawl minibasin: Eugene Island block 330, offshore Louisiana”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 79, 1737–1756.

Alnes, J. R. and Lilburn, R. A. (1998). “Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A reevaluation. Discussion”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 82, 2266–2269.

Amadei, B. and Stephansson, O. (1997). Rock Stress and its Measurement. London, Chapman & Hall.

Anderson, E. M. (1951). The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain. Edinburgh, Oliver and Boyd.

Anderson, R. N., Flemings, P. *et al.* (1994). “In situ properties of a major Gulf of Mexico growth fault: Implications for behavior as a hydrocarbon migration pathway”. Oil and Gas Journal, 92(23), 97–104.

Angelier, J. (1979). “Determination of the mean principal directions of stresses for a given fault population”. Tectonophysics, 56, T17–T26.

Angelier, J. (1984). “Tectonic analysis of fault slip data sets”. Journal of Geophysical Research, 89, 5835–5848.

Antonellini, M. and Aydin, A. (1994). “Effect of faulting and fluid flow in porous sandstones: Geometry and spatial distribution”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 79(5), 642–671.

Artyushkov, E. V. (1973). “Stresses in the lithosphere caused by crustal thickness inhomogeneities”. Journal of Geophysical Research, 78, 7675–7708.

Athy, L. F. (1930). “Density, porosity and compaction of sedimentary rocks”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 14, 1–24.

Atkinson, B. K., Ed. (1987). Fracture Mechanics of Rock. Academic Press Geology Series. London, Academic Press.

Bourbie, T., Coussy, O. and Zinszner, B. (1987). Acoustics of porous media.Paris, France, Editions Technip.

Bourgoyne Jr., A. T., Millheim, K. K. *et al.* (2003). Applied Drilling Engineering. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers.

Bowers, G. L. (1994). Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction. SPE 27488 Dallas, Texas, Society of Petroleum Engineers, 515–589.

Brace, W. F. (1980). "Permeability of crystalline and argillaceous rocks". Int'l. J. Rock Mech. Min. Sci. and Geomech. Abstr., 17, 241–251.

Brace, W. F. and Kohlstedt, D. L. (1980). "Limits on lithospheric stress imposed by laboratory experiments". J. Geophys. Res, 85, 6248–6252.

Brace, W. F., Paulding, B. W. *et al.* (1966). "Dilatancy in the fracture of crystalline rocks". Journal of Geophysical Research, 71(16), 3939–3953.

Bradley, W. B. (1979). "Failure of Inclined Boreholes". J. Energy Res. Tech., Trans. ASME, 102, 232.

Bratli, R. K. and Risnes, R. (1981). "Stability and failure of sand arches". Soc. of Petroleum Engineers Journal, (April), 236–248.

Bratton, T., Bornemann, T. *et al.* (1999). Logging-while-drilling images for geomechanical, geological and petrophysical interpretations. SPWLA 40th Annual Logging Symposium, Oslo, Norway, Society of Professional Well Log Analysts.

Breckels, I. M. and Van Eekelen, H. A. M. (1981). "Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins: Paper SPE10336, 56th Annual Fall Technical Conference". Society of Petroleum Engineers of AIME, San Antonio, Texas, October 5–7, 1981.

Bredehoeft, J. D., Wolf, R. G. *et al.* (1976). "Hydraulic fracturing to determine the regional in situ stress field Piceance Basin colorado". Geol. Soc. Am. Bull., 87, 250–258.

Brown, D. (1987). The flow of water and displacement of hydrocarbons in fractured chalk reservoirs. Fluid flow in sedimentary basins and aquifers, Geological Society London Special Publication 34. J. C. Goff and B. P. Williams. London, The Geological Society. 34, 201–218.

Brown, K. M., Bekins, B. *et al.* (1994). "Heterogeneous hydrofracture development and accretionary fault dynamics". Geology, 22, 259–262.

Brown, S. R. and Scholz, C. H. (1985). "Closure of random elastic surfaces in contact". J. Geophys. Res., 90, 5531–5545.

Brown, S. R. and Scholz, C. H. (1986). "Closure of rock joints". J. Geophy. Res., 91, 4939–4948.

Bruce, C. H. (1984). "Smectite dehydration: Its relation to structural development and hydrocarbon accumulation in northern Gulf of Mexico basin". Am. Assoc. Petr. Geol. Bull., 68, 673–683.

Brudy, M. and Zoback, M. D. (1993). "Compressive and tensile failure of boreholes arbitrarily-inclined to principal stress axes: Application to the KTB boreholes, Germany". International Journal Rock Mechanics Mining Sciences, 30, 1035–1038.

Brudy, M. and Zoback, M. D. (1999). "Drilling-induced tensile wall-fractures: implications for the determination of in situ stress orientation and magnitude". International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 136, 191–215.

Brudy, M., Zoback, M. D. *et al.* (1997). "Estimation of the complete stress tensor to 8 km depth in the KTB scientific drill holes: Implications for crustal strength". J. Geophys. Res., 102, 18,453–18,475.

Burrus, J. (1998). Overpressure models for clastic rocks, their relation to hydrocarbon expulsion: A critical reevaluation - AAPG Memoir 70. In Abnormal pressures in hydrocarbon environments. B. E. Law, G. F. Ulmishek and V. I. Slavin (eds). Tulsa, OK, American Association of Petroleum Geologists, 35–63.

Byerlee, J. D. (1978). "Friction of rock". Pure & Applied Geophysics, 116, 615–626

Carmichael, R. S. (1982). Handbook of Physical Properties of Rocks. Boca Raton, FL, CRC Press.

Carman, P. C. (1961). L'écoulement des GAZ á Travers le Milieux Poreux, Bibliothéque des Sciences et Techniques Nucléaires, Presses Universitaires de France, Paris, 198 pp.

Castillo, D., Bishop, D. J. *et al.* (2000). "Trap integrity in the Laminaria high-Nancar trough region, Timor Sea: Prediction of fault seal failure using well-constrained stress tensors and fault surfaces interpreted from 3D seismics". Appea Journal, 40, 151–173.

Castillo, D. and Zoback, M. D. (1995). "Systematic stress variations in the southern San Joaquin valley and along the White Wolf fault: Implications for the rupture mechanics of the 1952 Ms 7.8 Kern County earthquake and contemporary seismicity". Journal of Geophysical Research, 100(B4), 6249–6264.

Castillo, D. A. and Zoback, M. D. (1994). "Systematic variations in stress state in the Southern San Joaquin Valley: Inferences based on well-bore data and contemporary seismicity". American Association Petroleum Geologists Bulletin, 78(8), 1257–1275.

Cayley, G. T. (1987). Hydrocarbon migration in the central North Sea. In Petroleum Geology of North West Europe.J. Brooks and K. Glennie (eds). London, Graham and Trotman, 549–555.

Chan, A., Hagin, P. *et al.* (2004). Viscoplastic deformation, stress and strain paths in unconsolidated reservoir sands (Part 2): Field applications using dynamic DARS analysis: ARMA/NARMS 04- 568. Gulf Rocks 2004, The Sixth North American Rock Mechanics Symposium, Houston, TX, American Rock Mechanics Association.

Chan, A. and Zoback, M. D. (2002). Deformation analysis in reservoir space (DARS): A simple formalism for prediction of reservoir deformation with depletion — SPE 78174. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, TX, Society of Petroleum Engineers.

Chan, A. W. and Zoback, M. D. (2006). "The role of hydrocarbon production on land subsidence and fault reactivation in the Louisiana coastal zone". Journal of Coastal Research, submitted.

Chang, C. and Haimson, B. (2000). "True triaxial strength and deformability of the German Continental Deep Drilling Program (KTB) deep hole amphibolite". Journal of Geophysical Research, 105, 18999–19013.

Chang, C., Moos, D. *et al.* (1997). "Anelasticity and dispersion in dry unconsolidated sand". International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 34(3–4), Paper No. 048.

Chang, C., Zoback, M. D. *et al.* (2006). "Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks". Journal of Petroleum Science and Engineering, 51, 223–237.

Chapple, W. and Forsythe, D. (1979). "Earthquakes and bending of plates at trenches". Journal of Geophysical Research, 84, 6729–6749.

Charlez, P. A. (1991). Rock Mechanics: Theoetical Fundamentals.Paris, Editions Technip.

Chen, S. T. (1988). “Shear-wave logging with dipole sources”. Geophysics, 53, 659–667.

Cheng, C. H., Jinzhong, Z. *et al.* (1987). “Effects of in-situ permeabilty on the propagation of Stonely (tube) waves in a borehole”. Geophysics, 52, 1279–1289.

Chester, F. M. and Logan, J. M. (1986). “Implications for mechanical properties of brittle faults from observations of the Punchbowl fault zone, California”. Pure Appl. Geophys, 124, 79–106.

Chester, J., Chester, F. M. *et al.* (2005). “Fracture energy of the Punchbowl fault, San Andreas system”. Nature, 437, 133–136.

Cloetingh, S. and Wortel, R. (1986). “Stress in the Indo-Australian plate”. Tectonophysics, 132, 49–67.

Colmenares, L. B. and Zoback, M. D. (2002). “A statistical evaluation of rock failure criteria constrained by polyaxial test data for five different rocks”. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 39, 695–729.

Colmenares, L. B. and Zoback, M. D. (2003). “Stress field and seismotectonics of northern South America”. Geology, 31, 721–724.

Coulomb, C. A. (1773). “Sur une application des regles de maximums et minimums a quelques problemes de statistique relatifs a larchitesture, Acad. Roy”. Sci. Mem. Mech. Min Sci., 7, 343–382.

Crampin, S. (1985). “Evaluation of anisotropy by shear wave splitting”. Geophysics, 50, 142–152.

Crawford, B. R. and Yale, D. P. (2002). Constitutive modeling of deformation and permeability: relationships between critical state and micromechanics: SPE 78189. Society of Petroleum Engineers.

Daines, S. R. (1992). “Aquathermal pressuring and geopressure evaluation”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 66, 931–939.

Daneshy, A. A. (1973). “A Study of Inclined Hydraulic Fractures”. Soc. Pet. Eng. J., 13, 61.

Davatzes, N. C. and Aydin, A. (2003). “The formation of conjugate normal fault systems in folded sandstone by sequential jointing and shearing, Waterpocket monocline, Utah”. J. Geophys. Res, 108(B10, 2478), ETG 7–1-7–15.

Davies, R. and Handschy, J. Eds. (2003). Fault Seals.Tulsa, OK, American Association of Petroleum Geologists.

Davis, S. D., Nyffenegger, P. A. *et al.* (1995). “The April 1993 Earthquake in South Central Texas: Wasit Induced by Oil and Gas Production?” Bull. Seismol. Soc. Am., 85, 1888–1895.

de Waal, J. A. and Smits, R. M. M. (1988). “Prediction of reservoir compaction and surface subsidence: Field application of a new model”. SPE Formation Evaluation (June), 347–356.

Desai, C. S. and Siriwardane, H. J. (1984). Constitutive laws for engineering materials with emphasis on geologic materials. Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice-Hall.

Dholakia, S. K., Aydin, A. *et al.* (1998). “Fault-controlled hydrocarbon pathways in the Monterey Formation, California”. Amer. Assoc. Pet. Geol. Bull., 82, 1551–1574.

Dickinson, G. (1953). “Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Lousiana”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 37, 410–432.

Donath, F. A. (1966). “Experimental study of shear failure in anisotropic rock”. Bulletin of Geological Soc. America, 72, 985–990.

Dore, A. G. and Jensen, L. N. (1996). “The impact of late Cenozoic uplift and erosion on hydrocarbon exploration: offshore Norway and some other uplifted basins”. Global and Planetary Change, 12, 415–436.

Doser, D. I., Baker, M. R. *et al.* (1991). “Seismicity in the War-Wink Gas Field, West Texas, and its Relationship to Petroleum Production”. Bull. Seismol. Soc. Am., 971.

Drucker, D. and Prager, W. (1952). “Soil mechanics and plastic analysis or limit design”. Quantitative and Applied Mathematics, 10, 157–165.

du Rouchet, J. (1981). “Stress fields, a key to oil migration”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 74–85.

Dudley, J. W. I., Meyers, M. T. *et al.* (1994). Measuring compaction and compressibilities in unconsolidated reservoir materials via time-scaling creep. Eurock ’94, Delft, Netherlands, Balkema.

Dugan, B. and Flemings, P. B. (1998). Pore pressure prediction from stacking velocities in the Eugene Island 330 Field (Offshore Lousiana). Chicago, Ill., Gas Research Institute, 23.

Dullien, F. A. L. (1992). Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure. San Diego, Academic Press.

Dvorkin, J., Mavko, G. *et al.* (1995). “Squrt flow in fully saturated rocks”. Geophysics, 60, 97–107.

Eaton, B. A. (1969). “Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations”. Journal of Petroleum Technology, 246, 1353–1360.

Eberhart-Phillips, D., Han, D.-H. *et al.* (1989). “Empirical relationships among seismic velocity, effective presure, porosity and clay content in sandstone”. Geophysics, 54, 82–89.

Economides, M. J. and Nolte, K. G. Eds. (2000). Reservoir Simulation.West Sussex, England, John Wiley & Sons, Ltd.

Ekstrom, M. P., Dahan, C. A. *et al.* (1987). “Formation imaging with microelectrical scanning arrays”. The Log Analyst., 28, 294–306.

Engelder, T. (1987). Joints and shear fractures in rock. In Fracture Mechanics of Rock.B.K. Atkinson. London, Academic Press, 534.

Engelder, T. (1993). Stress regimes in the lithosphere. Princeton, New Jersey, Princeton.

Engelder, T. and Leftwich, J. T. (1997). A pore-pressure limit in overpressured south Texas oil and gas fields. Seals, traps and the petroleum system: AAPG Memoir 67.R.C. Surdam. Tulsa, OK, AAPG, 255–267.

Engelder, T. and Sbar, M. L. (1984). “Near-surface in situ stress: Introduction”. Journal of Geophysical Research, 89, 9321–9322.

England, W. A., MacKenzie, A. S. *et al.* (1987). “The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface”. Journal of the Geological Society, 144, 327–347.

Eoff, L., Funkhauser, G. P. *et al.* (1999). High-density monomer system for formation consolidation/water shutoff applications: SPE 50760. International symposium on oilfield chemistry, Houston, TX, Society of Petroleum Engineers.

Ewy, R. (1999). “Wellbore-stability predictions by use of a modified Lade criterion”. SPE Drilling and Completion, 14(2), 85–91.

Ewy, R., Stankowich, R. J. *et al.* (2003). Mechanical behavior of some clays and shales from 200 m to 3800 m depth, Paper 570. 39th U.S. Rock Mechanics Symposium/12th Panamerican Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Cambridge, MA.

Færseth, R. B., Sjøblom, R. J. *et al.* (1995). "Sequence Stratigraphy on the Northwest European Margin". Elsevier, Amsterdam.

Faybishenko, B., Witherspoon, P. A. *et al.*, Eds. (2000). Dynamics of fluids in fractured rock. Geophysical Monograph Series. Washington, D.C., American Geophysical Union.

Fehler, M., Jupe, A. *et al.* (2001). "More than a cloud: new techniques for characterizing reservoir structures using induced seismicity". Leading Edge, 20, 324–328.

Feignier, B. and Grasso, J.-R. (1990). "Seismicty Induced by Gas ProductionI: Correlation of Focal Mechanism & Dome Structure". 134 Pure & Applied Geophys., 405.

Finkbeiner, T. (1998). In situ stress, pore pressure and hydrocarbon migration and accumulation in sedimentary basins. Geophysics. Stanford, CA, Stanford University, 193.

Finkbeiner, T., Barton, C. B. *et al.* (1997). "Relationship between in-situ stress, fractures and faults, and fluid flow in the Monterey formation, Santa Maria basin, California". Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 81(12), 1975–1999.

Finkbeiner, T., Zoback, M. D. *et al.* (2001). "Stress, pore pressure and dynamically-constrained hydrocarbon column heights in the south Eugene Island 330 field, Gulf of Mexico". Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 85(June), 1007–1031.

Fisher, N. I., Lewis, T. *et al.* (1987). Statistical analysis of spherical data. Cambridge, Cambridge University Press.

Fisher, Q. J., Casey, M. *et al.* (2003). "Fluid-flow properties of faults in sandstone: The importance of temperature history". Geology, 31(11), 965–968.

Fisher, Q. J. and Knipe, R. J. (1998). Fault sealing processes in siliciclastic sediments. In Faulting and fault sealing in hydrocarbon reservoirs,G. Jones *et al.* (eds). London, Geological Society (London), 147, 117–134.

Fjaer, E., Holt, R. M. *et al.* (1992). Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam, Elsevier.

Fleitout, L. and Froidevaux, C. (1983). "Tectonics and topography for a lithosphere containing density heterogenieties". Tectonics, 2, 315–324.

Flemings, P. B., Stump, B. B. *et al.* (2002). "Flow focusing in overpressured sandstones: theory, observations and applications". American Journal of Science, 302, 827–855.

Forsyth, D. and Uyeda, S. (1975). "On the relative importance of the driving forces of plate motion". Geophys. J. R. Astr. Soc., 43, 163–200.

Fowler, C. M. R. (1990). The solid earth. Cambridge, U.K., Cambridge University Press.

Fredrich, J. T., Coblentz, D. D. *et al.* (2003). Stress perturbations adjacent to salt bodies in the deepwater Gulf of Mexico: SPE 84554. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Society of Petroleum Engineers.

Freyburg, D. (1972). "Der Untere und mittlere Buntsandstein SW-Thuringen in seinen gesteinstechnicschen Eigenschaften". Ber. Dte. Ges. Geol. Wiss. A; Berlin, 17(6), 911–919.

Fuh, G.-A., Morita, N. *et al.* (1992). Anew approach to preventing loss circulation while drilling. SPE 24599, Soc. Petr. Eng. 67th Annual Tech. Conf. and Exhib, Washington, D.C.

Gaarenstroom, L., Tromp, R. A. J. *et al.* (1993). Overpressures in the Central North Sea: implications for trap integrity and drilling safety. Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 4th Conference, London.

Geertsma, J. (1973). "A basic theory of subsidence due to reservoir compaction: the homogeneous case". Trans. Royal Dutch Soc. of Geologists and Mining Eng., 28, 43–62.

Gephart, J. W. (1990). "Stress and the direction of slip on fault planes". Tectonics, 9, 845–858.

Gephart, J. W. and Forsyth, D. W. (1984). "An improved method for determining the regional stress tensor using earthquake focal mechanism data: application to the San Fernando earthquake sequence". Journal of Geophysical Research, 89, 9305–9320.

Germanovich, L. N. and Dyskin, A. V. (2000). "Fracture mechanisms and instability of openings in compression". International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 37, 263–284.

Germanovich, L. N., Galybin, A. N. *et al.* (1996). Borehole stability in laminated rock. Prediction and performance in rock mechanics and rock engineering, Torino, Italy, A. A. Balkema.

Golubev, A. A. and Rabinovich, G. Y. (1976). "Resultay primeneia appartury akusticeskogo karotasa dija predeleina procontych svoistv gornych porod na mestorosdeniaach tverdych isjopaemych". Prikladnaja GeofizikaMoskva, 73, 109–116.

Gordon, D. S. and Flemings, P. B. (1998). "Generation of overpressure and compaction-driven fluid flow in a Plio-Pleistocene grwoth-faulted basin, Eugene Island 330, offshore Louisiana". Basin Research, 10, 177–196.

Grasso, J. R. (1992). "Mechanics of seismic instabilities induced the recovery of hydrocarbons". Pure & Applied Geophysics, 139, 507–534.

Grasso, J. R. and Wittlinger, G. (1990). "10 Years of Seismic Monitoring over a Gas Field". 80 Bull. Seismo. Soc. Am., 450.

Griffith, J. (1936). Thermal Expansion of Typical American Rocks. Iowa State College of Agriculture and Mechanic Arts, Iowa Engineering Experiment, 35(19), 24.

Grollimund, B., Zoback, M. D. *et al.* (2001). "Regional synthesis of stress orientation, pore pressure and least principal stress data in the Norwegian sector of the North Sea". Petroleum Geoscience, 7, 173–180.

Grollimund, B. R. and Zoback, M. D. (2000). "Post glacial lithospheric flexure and induced stresses and pore pressure changes in the northern North Sea". Tectonophysics, 327, 61–81.

Grollimund, B. R. and Zoback, M. D. (2001). "Impact of glacially-induced stress changes on hydrocarbon exploration offshore Norway". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 87(3), 493–506.

Grollimund, B. R. and Zoback, M. D. (2003). "Impact of glacially induced stress changes on fault-seal integrity offshore Norway". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 87, 493–506.

Gudmundsson, A. (2000). "Fracture dimensions, displacements and fluid transport". Journal of Structural Geology, 22, 1221–1231.

Guenot, A. (1989). "Borehole breakouts and stress fields". Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr., 26, 185–195.

Guo, G., Morgenstern, N. R. *et al.* (1993). “Interpretation of hydraulic fracturing pressure: A comparison of eight methods used to identify shut-in pressures”. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 30, 627–631.

Hagin, P. and Zoback, M. D. (2004a). Viscoplastic deformation in unconsolidated reservoir sands (Part 1): Laboratory observations and time-dependent end cap models ARMA/ NARMS 04–567. Gulf Rocks, Houston, TX, American Rock Mechanics Association.

Hagin, P. and Zoback, M. D. (2004b). “Viscous deformation of unconsolidated sands-Part 1: Time-dependent deformation, frequency dispersion and attenuation”. Geophysics, 69, 731–741. Hagin, P. and Zoback, M. D. (2004c). “Viscous deformation of unconsolidated reservoir sands-Part 2: Linear viscoelastic models”. Geophysics, 69, 742–751.

Hagin, P. and Zoback, M. D. (2007). “Characterization of time-dependent deformation of unconsolidated reservoir sands”. Geophysics,in press. Haimson, B. and Fairhurst, C. (1967). “Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rocks”. Soc. Petr. Eng. Jour., Sept.: 310–318.

Haimson, B. and Fairhurst, C. (1970). In situ stress determination at great depth by means of hydraulic fracturing. In 11th Symposium on Rock Mechanics.W. Somerton, Society of Mining Engineers of AIME, 559–584.

Haimson, B. C. (1989). “Hydraulic fracturing stress measurements”. Rock Mech. and Min. Sci. and Geomech. Abstr Special Issue: Inter. Jour., 26.

Haimson, B. C. and Herrick, C. G. (1989). Borehole breakouts and in situ stress. 12th Annual Energy-Sources Technology Conference and Exhibition, Houston, Texas.

Hall, P. L. (1993). Mechanisms of overpressuring-an overview. Geochemistry of clay-pore fluid interactions.D.A.C. Manning, P. L. Hall and C. R. Hughes. London, Chapman and Hall, 265–315.

Han, D., Nur, A. *et al.* (1986). “Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones”. Geophysics, 51, 2093–2107.

Handin, J., Hager, R. V. *et al.* (1963). “Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: pore pressure effects”. Bulletin American Assoc. Petrol. Geology, 717–755. Haneberg, W. C., Mozley, P. S. *et al.*, Eds. (1999). Faults and subsurface fluid flow in the shallow crust. Geophysical Monograph. Washington, D.C., American Geophysical Union.

Haney, M. M., Snieder, R. *et al.* (2005). “A fault caught in the act of burping”. Nature, 437, 46.

Harrison, A. R., Randall, C. J. *et al.* (1990). Acquisition and analysis of sonic waveforms from a borehole monopole and dipole source for the determination of compressional shear speeds and their relation to rock mechanic propoerties and surface seismic data - SPE 20557. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans.

Harrold, T. W., Swarbrick, R. E. *et al.* (1999). “Pore pressure estimation from mudrock porosities in Tertiary basins, Southeast Asia”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 83, 1057–1067.

Hart, B. S., Flemings, P. B. *et al.* (1995). “Porosity and pressure: Role of compaction disequilibrium in the development of geopressures in a Gulf Coast Pleistocene basin”. Geology, 23, 45–48

Hayashi, K. and Haimson, B. C. (1991). “Characteristics of shut-in curves in hydraulic fracturing stress measurements and determination of in situ minimum compressive stress”. Journal of Geophysical Research, 96, 18311–18321.

Healy, J. H., Rubey, W. W. *et al.* (1968). “The Denver earthquakes”. Science, 161, 1301–1310.

Heppard, P. D., Cander, H. S. *et al.* (1998). Abnormal pressure and the occurrence of hydrocarbons in offshore eastern Trinidad, West Indies. In Abnormal pressures in hydrocarbon environments - AAPG Memoir 70,B.E.Law,G.F. Ulmishek and V. I. Slavin (eds). Tulsa, OK, American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 70, 215–246.

Hickman, S. (1991). “Stress in the lithosphere and the strength of active faults, U.S. National Report International Union Geodesy and Geophys. 1987–1990”. Geophys., 29, 759–775.

Hickman, S., Sibson, R. *et al.* (1995a). “Introduction to special section: Mechanical involvement of fluids in faulting”. J. Geophys. Res., 100, 12831–12840.

Hickman, S. and Zoback, M. D. (2004). “Stress measurements in the SAFOD pilot hole: Implications for the frictional strength of the San Andreas fault”. Geophysical Research Letters, 31, L15S12.

Hickman, S. H., Barton, C. A. *et al.* (1997). “In situ stress and fracture permeability along the Stillwater fault zone, Dixie Valley, Nevada”. Int. J. Rock Mech. and Min. Sci., 34, 3–4, Paper No. 126.

Hickman, S. H. and Zoback, M. D. (1983). The interpretation of hydraulic fracturing pressure-time data for in situ stress determination. Hydraulic Fracturing Measurements. Washington, D.C, National Academy Press.

Hoak, T. E., Klawitter, A. L. *et al.*, Eds. (1997). Fractured Reservoirs: Characterization and Modeling. Denver, The Rocky Mountain Association of Geologists.

Hoek, E. and Brown, E. (1997). “Practical estimates of rock strength”. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 34(8), 1165–1186.

Hoek, E. and Brown, E. T. (1980). “Empirical strength criterion for rock masses”. J. Geotechnical Engineering Div., 106, 1013–1035.

Hofmann, R. (2006). Frequency dependent elastic and anelastic properties of clastic rocks. Geophysics. Golden, CO., Colorado School of Mines. Ph.D., 166.

Holbrook, P. W., Maggiori, D. A. *et al.* (1993). Real-time pore pressure and fracture gradient evaluation in all sedimentary lithologies, SPE 26791.Offshore European Conference, Aberdeen, Scotland, Society of Petroleum Engineers.

Holland, D. S., Leedy, J. B. *et al.* (1990). “Eugene Island Block 330 Field - U.S.A. offshore Louisiana, Structural Traps III: Tectonic Foldand Fault Traps, Atlas of Oil and Gas Fields, E. Beaumont and N. Foster (eds.). American Assoc. of Petroleum Geologists, Tulsa”. 103–143.

Holt, R. M., Flornes, O. *et al.* (2004). Consequences of depletion-induced stress changes on reservoir compaction and recovery. Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS): Rock Mechanics Across Borders and Disciplines - ARMA/NARMS 04–589. Houston.

Horsrud, P. (2001). “Estimating Mechanical Properties of Shale from Empirical Correlations”. SPE Drilling and Completion, 16(2), 68–73.

Hottman, C. E., Smith, J. E. *et al.* (1979). “Relationship among earth stresses, pore pressure, and drilling problems offshore Gulf of Alaska”. Journal of Petroleum Technology,November, 1477- 1484.

Hubbert, M. D. and Rubey, W. W. (1959). “Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting”. Geol. Soc. Am. Bull., 70, 115–205.

Hubbert, M. K. and Willis, D. G. (1957). “Mechanics of hydraulic fracturing”. Petr. Trans. AIME, 210, 153–163.

Hudson, J. A. (1981). “Wave propagation and attenuation of elastic waves in material containing cracks”. Geophys. J. Roy. Astr. Soc., 64, 122–150

Hudson, J. A. and Priest, S. D. (1983). “Discontinuity frequency in rock masses”. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr., 20(2), 73–89.

Huffman, A. and Bowers, G. L., Eds. (2002). Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction: AAPG memoir 76.Tulsa, OK, American Association of Petroleum Geologists.

Ingebritsen, S. E., Sanford, W. *et al.* (2006). Groundwater in Geologic Processes. Cambridge, United Kingdom, Cambridge Press.

Ito, T., Zoback, M. D. *et al.* (2001). “Utilization of mud weights in excess of the least principal stress to stabilize wellbores: Theory and practical examples”. Soc. of Petroleum Engineers Drilling and Completions, 16, 221–229.

Jaeger, J. C. and Cook, N. G. W. (1971). Fundamentals of Rock Mechanics. London, Chapman and Hall.

Jaeger, J. C. and Cook, N. G. W. (1979). Fundamentals of Rock mechanics, 2nd edn. New York, Chapman and Hall.

Jarosinski, M. (1998). “Contemporary stress field distortion in the Polish part of the western outer Carpathians and their basement”. Tectonophysics, 297, 91–119.

Jizba, D. (1991). Mechanical and acoustical properties of Sandstones and shales. PhD dissentation, Stanford University.

Jones, G., Fisher, Q. J. *et al.*, Eds. (1998). Faulting, fault sealing and fluid flow in hydrocarbon resrvoirs. London, Geological Society.

Kamb, W. B. (1959). “Ice petrofabric observations from Blue Glacier, Washington, in relation to theory and experiment”. J. Geophys. Res., 64, 1891–1910.

Kimball, C. V. and Marzetta, T. M. (1984). “Semblance processing of borehole acoustic array data”. Geophysics, 49, 264–281.

Kirsch, G. (1898). “Die Theorie der Elastizitat und die Bedurfnisse der Festigkeitslehre, Zeitschrift des Verlines Deutscher Ingenieure”. 42, 707.

Klein, R. J. and Barr, M. V. (1986). Regional state of stress in western Europe. In Proc. of International Symposium on Rock Stress and Rock Stress Measurements. Lulea, Sweden, Stockholm, Centek Publ, 694 pp.

Kosloff, D. and Scott, R. F. (1980). “Finite element simulation of Wilmington oilfield subsidence: I, Linear modeling”. Tectonophysics, 65, 339–368.

Kranz, R. L., Frankel, A. D. *et al.* (1979). “The permeability of whole and jointed Barre granite”. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Geomech. Abst., 16, 225–234.

Kristiansen, G. (1998). Geomechanical characterization of the overburden above the compacting chalk reservoir at Valhall. In Eurock ’98, SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering. Trondheim, Norway, The Norwegian University of Science and Technology, 193–202.

Kuempel, H. J. (1991). “Poroelasticity: parameters reviewed”. Geophysical Journal International, 105, 783–799.

Kwasniewski, M. (1989). Laws of brittle failure and of B-D transition in sandstones. Rock at Great Depth, Proceedings ISRM-SPE International Symposium, Elf Aquitaine, Pau, France, A. A. Balkema.

Kwon, O., Kronenberg, A. K. *et al.* (2001). "Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law". Journal of Geophysical Research, 106, 19339–19353.

Labenski, F., Reid, P. *et al.* (2003). Drilling fluids approaches for control of wellbore instability in fractured formations SPE/IADC 85304. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers.

Lachenbruch, A. H. and Sass, J. H. (1992). "Heat flow from Cajon Pass, fault strength and tectonic implications". J. Geophys. Res., 97, 4995–5015.

Lade, P. (1977). "Elasto-plasto stress-strain theory for cohesionless soil with curved yield surfaces". International Journal of Solids and Structures, 13, 1019–1035.

Lal, M. (1999). Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength, SPE 54356. SPE Latin American and Carribean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, Society of Petroleum Engineering.

Lama, R. and Vutukuri, V. (1978). Handbook on Mechanical Properties of Rock. Clausthal, Germany, Trans Tech Publications.

Lashkaripour, G. R. and Dusseault, M. B. (1993). A statistical study of shale properties; relationship amnog principal shale properties. Proceedings of the Conference on Probabilistic Methods in Geotechnical Engineering, Canberra, Australia.

Laubach, S. E. (1997). "A method to detect natural fracture strike in sandstones". Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 81(4), 604–623.

Law, B. E., Ulmishek, G. F. *et al.*, Eds. (1998). Abnormal pressures in hydrocarbon environments. AAPG Memoir 70, American Association of Petroleum Geologists.

Lekhnitskii, S. G. (1981). Theory of elasticity of an anisotropic body. Moscow, Mir.

Leslie, H. D. and Randall, C. J. (1990). "Eccentric dipole sources in fluid-filled boreholes: Experimental and numerical results". Journal of Acoustic Society of America, 87, 2405–2421.

Li, X., Cui, L. *et al.* (1998). Thermoporoelastic modelling of wellbore stability in non-hydrostatic stress field. 3rd North American Rock Mechanics Symposium.

Ligtenberg, J. H. (2005). "Detection of fluid migration pathways in seismic data: implications for fault seal analysis". Basin Research, 17, 141–153.

Lindholm, C. D., Bungum, H. *et al.* (1995). Crustal stress and tectoncis in Norwegian regions determined from earthquake focal mechanisms. Proceedings of the Workshop on Rock Stresses in the North Sea, Trondheim, Norway.

Lockner, D. A. (1995). Rock Failure. Rock physics and phase relations.Washington, D.C., American Geophysical Union, 127–147.

Lockner, D. A., Byerlee, J. D. *et al.* (1991). "Quasi-static fault growth and shear fracture energy in granite". Nature, 350, 39–42.

Long, C. S. and a. others (1996). Rock fractures and fluid flow.Washington, D.C., National Academy Press.

Lorenz, J. C., Teufel, L. W. *et al.* (1991). "Regional fractures I: A mechanism for the formation of regional fractures at depth in flat-lying reservoirs". Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 75(11), 1714–1737.

Losh, S., Eglinton, L. *et al.* (1999). "Vertical and lateral fluid flow related to a large growth fault, South Eugene Island Block 330 field, Offshore Louisiana". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 83(2), 244–276.

Lucier, A., Zoback, M. D. *et al.* (2006). “Geomechanical aspects of CO2 sequestration in a deep saline reservoir in the Ohio River Valley region”. Environmental Geosciences, 13(2), 85–103.

Lund, B. and Zoback, M. D. (1999). “Orientation and magnitude of in situ stress to 6.5 km depth in the Baltic Shield”. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 36, 169–190.

Luo, M. and Vasseur, G. (1992). “Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 76, 1550–1559.

MacKenzie, D. P. (1969). “The relationship between fault plane solutions for earthquakes and the directions of the principal stresses”. Seismological Society of Amererica Bulletin, 59, 591–601.

Mallman, E. P. and Zoback, M. D. (2007). “Subsidence in the Louisiana Coastal Zone due to hydrocarbon production”. Journal of Coastal Research,in press.

Mastin, L. (1988). “Effect of borehole deviation on breakout orientations”. J. Geophys. Res., 93(B8), 9187–9195.

Matthews, W. R. and Kelly, J. (1967). “How to predict formation pressure and fracture gradient”. Oil and Gas Journal, February, 92–106.

Maury, V. and Zurdo, C. (1996). “Drilling-induced lateral shifts along pre-existing fractures: A common cause of drilling problems”. SPE Drilling and Completion (March), 17–23.

Mavko, G., Mukerjii, T. *et al.* (1998). Rock Physics Handbook. Cambridge, United Kingdom (GBR), Cambridge University Press.

Mavko, G. and Nur, A. (1997). “The effect of percolation threshold in the Kozeny-Carman relation”. Geophysics, 622, 1480–1482.

Maxwell, S. C. (2000). Comparison of production-induced microseismicity from Valhall and Ekofisk. Passive Seismic Method in E&P of Oil and Gas Workshop, 62nd EAGE Conference.

Maxwell, S. C., Urbancic, T. I. *et al.* (2002). Microseismic imaging of hydraulkic fracture complexity in the Barnett shale, Paper 77440. Society Petroleum Engineering Annual Technical Conference, San Antonio, TX, Society of Petroleum Engineers.

McGarr, A. (1991). “On a Possible Connection Between Three Major Earthquakes in California and Oil Production”. Bull. of Seismol. Soc. of Am., 948, 81.

McGarr, A. and Gay, N. C. (1978). “State of stress in the earth’s crust”. Ann. Rev. Earth Planet. Sci., 6, 405–436.

McLean, M. and Addis, M. A. (1990). Wellbore stability: the effect of strength criteria on mud weight recommendations. 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Society of Petroleum Engineers.

McNally, G. H. N. (1987). “Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs”. Geoexploration, 24, 381–395.

McNutt, M. K. and Menard, H. W. (1982). “Constraints on yield strength in the oceanic lithosphere derived from observations of flexure”. Geophys. J. R. Astron. Soc., 71, 363–394.

Mereu, R. F., Brunet, J. *et al.* (1986). “A study of the Microearthquakes of the Gobbles Oil Field Ara of Southwestern Ontario”. Bulle. Seismol. Soc. Am., 1215, 76.

Michael, A. (1987). “Use of focal mechanisms to determine stress: A control study”. Journal of Geophysical Research, 92, 357–368.

Militzer, M. a. S., P. (1973). “Einige Beitrageder geophysics zur primadatenerfassung im Bergbau”. Neue Bergbautechnik, Lipzig, 3(1), 21–25.

Mitchell, A. and Grauls, D. Eds. (1998). Overpressure in petroleum exploration.Pau, France, Elf-Editions.

Mody, F. K. and Hale, A. H. (1993). A borehole stability model to couple the mechanics and chemistry of drilling-fluid/shale interactions. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam.

Mogi, K. (1971). “Effect of the triaxial stress system on the failure of dolomite and limestone”. Tectonophysics, 11, 111–127.

Mollema, P. N. and Antonellini, M. A. (1996). “Compaction bands; a structural analog for anti-mode I cracks in aeolian sandstone”. Tectonophysics, 267, 209–228.

Moore, D. E. and Lockner, D. A. (2006). Friction of the smectite clay montmorillonite: A review and interpretation of data. The Seismogenic Zone of Subduction Thrust Faults, MARGINS Theoretical and Experimental Science Series.C.M. and T. Dixon. New York, Columbia University Press. 2.

Moos, D., Peska, P. *et al.* (2003). Comprehensive wellbore stability analysis using quantitative risk assessment. Jour. Petrol. Sci. and Eng., Spec. Issue on Wellbore Stability, 38.B.S. Aadnoy and S. Ong, 97–109.

Moos, D. and Zoback, M. D. (1990). “Utilization of Observations of Well Bore Failure to Constrain the Orientation and Magnitude of Crustal Stresses: Application to Continental Deep Sea Drilling Project and Ocean Drilling Program Boreholes”. J. Geophys. Res., 95, 9305–9325.

Moos, D. and Zoback, M. D. (1993). “State of stress in the Long Valley caldera, California”. Geology, 21, 837–840.

Moos, D., Zoback, M. D. *et al.* (1999). Feasibility study of the stability of openhole multilaterals, Cook Inlet, Alaska. 1999 SPE Mid-continent Operations Symposium, Oklahoma City, OK, Society of Petroleum Engineers.

Morita, N., Black, A. D. *et al.* (1996). “Borehole Breakdown Pressure with Drilling Fluids - I. Empirical Results”. Int. J. Rock Mech. and Min. Sci., 33, 39.

Morita, N. and McLeod, H. (1995). “Oriented perforation to prevent casing collapse for highly inclined wells”. SPE Drilling and Completion, (September), 139–145.

Morrow, C., Radney, B. *et al.* (1992). Frictional strength and the effective pressure law of montmorillonite and illite clays. Fault Mechanics and Transport Properties of Rocks, Academic, San Diego, Calif.

Mouchet, J. P. and Mitchell, A. (1989). Abnormal pressures while drilling. Manuels techniques Elf Aquitaine, 2. Boussens, France, Elf Aquitaine.

Mount, V. S. and Suppe, J. (1987). “State of stress near the San Andreas fault: Implications for wrench tectonics”. Geology, 15, 1143–1146.

Mueller, M. C. (1991). “Prediction of lateral variability in fracture intensity using multicomponent shear-wave seismic as a precursor to horizontal drilling”. Geophysical Journal International, 107, 409–415.

Munns, J. W. (1985). “The Valhall field: a geological overview”. Marine and Petroleum Geology, 2, 23–43.

Murrell, S. A. F. (1965). “Effect of triaxial systems on the strength of rocks at atmospheric temperatures”. Geophysical Journal Royal Astron. Soc., 106, 231–281.

Nakamura, K., Jacob, K. H. *et al.* (1977). “Volcanoes as possible indicators of tectonic stress orientation - Aleutians and Alaska”. Pure and Applied Geophysics, 115, 87–112.

Nashaat, M. (1998). Abnormally high formation pressure and seal impacts on hydrocarbon accumulations in the Nile Delta and North Sinai basins, Egypt. Abnormal pressure in hydrocarbon environments: AAPG Memoir 70.B.E.Law,G.F. Ulmishek and V. I. Slavin. Tulsa, OK, AAPG, 161–180.

Nolte, K. G. and M. J. Economides (1989). Fracturing diagnosis using pressure analysis. Reservoir Simulation.M.J. Economides and K. G. Nolte. Englewood Cliffs, N.J., Prentice Hall.

Nur, A. and Byerlee, J. D. (1971). “An exact effective sress law for elastic deformation of rock with fluids”. J. Geophys. Res., 6414–6419.

Nur, A. and Simmons, G. (1969). “Stress induced velocity anisotropy in rock: An experimental study”. J. Geophys. Res., 74, 6667–6674.

Nur, A. and Walder, J. (1990). Time-Dependent Hydraulics of the Earth’s Crust. The role of fluids in crustal processes.Washington D.C., National Research Council, 113–127.

Okada, Y. (1992). “Internal deformation due to shear and tensile faults in a half space”. Bulletin of Seismological Society of America, 82, 1018–1040. Ortoleva, P., Ed. (1994). Basin Compartments and Seals.Tulsa, American Association of Petroleum Geologists.

Ostermeier, R. M. (1995). “Deepwater Gulf of Mexico turbidites - compaction effects on porosity and permeabilty”. Soc. of Petroleum Engineers Formation Evaluation, 79–85.

Ostermeier, R. M. (2001). “Compaction effects on porosity and permeability: deepwater Gulf of Mexico turbidites”. Journal of Petroleum Technology, 53(Feb. 2001), 68–74.

Ott, W. K. and Woods, J. D. (2003). Modern Sandface Completion Practises. Houston, Texas, World Oil.

Ottesen, S., Zheng, R. H. *et al.* (1999). Wellbore Stability Assessment Using Quantitative Risk Analysis, SPE/IADC 52864. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, Society of Petroleum Engineers.

Paterson, M. S. and Wong, T.-f. (2005). Experimental rock deformation — The brittle field. Berlin, Springer.

Paul, P. and Zoback, M. D. (2006). Wellbore Stability Study for the SAFOD Borehole through the San Andreas Fault: SPE 102781. SPE Annual Technical Conference, San Antonio, TX.

Pennington, W. D., Davis, S. D. *et al.* (1986). “The Evolution of Seismic Barriers and Asperities Caused by the Depressuring of Fault Planes in Oil & Gas Fields of South Texas”. Bull. Seism. Soc. Am., 188, 78.

Pepin, G., Gonzalez, M. *et al.* (2004). “Effect of drilling fluid temperature on fracture gradient”. World Oil, October, 39–48.

Perzyna, P. (1967). Fundamental Problems in Viscoplasticity. Advances in Applied Mechanics, 9, 244–368.

Peska, P. and Zoback, M. D. (1995). “Compressive and tensile failure of inclined wellbores and determination of in situ stress and rock strength”. Journal of Geophysical Research, 100(B7), 12791–12811.

Peska, P. and Zoback, M. D. (1996). “Stress and failure of inclined boreholes SFIB v2.0: Stanford Rock Physics and Borehole Geophysics Annual Report, 57, Paper H3”. Stanford University Department of Geophysics.

Pine, R. J. and Batchelor, A. S. (1984). “Downward migration of shearing in jointed rock during hydraulic injections”. Int. Journ. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abst., 21(5), 249–263.

Pine, R. J., Jupe, A. *et al.* (1990). An evaluation of in situ stress measurements affecting different volumes of rock in the Carnmenellis granite. Scale Effects in Rock Masses.P.d. Cunha. Rotterdam, Balkema, 269–277.

Plumb, R. A. and Cox, J. W. (1987). “Stress directions in eastern North America determined to 4.5 km from borehole elongation measurements”. Journal of Geophysical Research, 92, 4805–4816.

Plumb, R. A. and Hickman, S. H. (1985). “Stress-induced borehole elongation: A comparison between the four-arm dipmeter and the borehole televiewer in the Auburn geothermal well”. Journal of Geophysical Research, 90, 5513–5521.

Pollard, D. and Aydin, A. (1988). “Progress in understanding jointing over the past century”. Geological Society of America Bulletin, 100, 1181–1204.

Pollard, D. and Fletcher, R. C. (2005). Fundamentals of Structural Geology. Cambridge, United Kingdom, Cambridge University Press.

Pollard, D. and Segall, P. (1987). Theoretical displacements and stresses near fractures in rock: With applications to faults, joints, veins, dikes and solution surfaces. Fracture Mechanics of Rock.B.K. Atkinson, Academic Press.

Powley, D. E. (1990). “Pressures and hydrogeology in petroleum basins”. Earth Sci. Rev., 29, 215–226.

Qian, W., Crossing, K. S. *et al.* (1994). “Corrections to “Inversion of borehole breakout orientation data by Wei Qian and L.B. Pedersen”. Journal of Geophysical Research, 99, 707–710.

Qian, W. and Pedersen, L. B. (1991). “Inversion of borehole breakout orientation data”. Journal of Geophysical Research, 96, 20093–20107

Raaen, A. M. and Brudy, M. (2001). Pump in/Flowback tests reduce the estimate of horizontal in situ stress significantly, SPE 71367. SPE Annual Technical Conference, New Orleans, LA, Society of Petroleum Engineers.

Raleigh, C. B., Healy, J. H. *et al.* (1972). Faulting and crustal stress at Rangely, Colorado., Flow and Fracture of Rocks.J.C. Heard. Washington, D.C., American Geophysical Union, 275–284.

Raleigh, C. B., Healy, J. H. *et al.* (1976). “An experiment in earthquake control at Rangely, Colorado”. Science, 191, 1230–1237.

Reid, P. and Santos, H. (2003). Novel drilling, completion and workover fluids for depleted zones: Avoiding losses, formation damage and stuck pipe: SPE/IADC 85326. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers.

Richardson, R. (1992). “Ridge forces, absolute plate motions and the intraplate stress field”. Journal of Geophysical Research, 97(B8), 11739–11748.

Richardson, R. M. (1981). Hydraulic fracture in arbitrarily oriented boreholes: An analytic approach. Workshop on Hydraulic Fracturing Stress Measurements, Monterey, California, National Academy Press.

Riis, F. (1992). "Dating and measuring of erosion, uplift and subsidence in Norway and the Norwegian shelf in glacial periods". Norsk Geologisk Tidsskrift, 72, 325–331.

Ritchie, R. H. and Sakakura, A. Y. (1956). "Asymptotic expansions of solutions of the heat conduction equation in internally bounded cylindrical geometry". J. Appl. Phys., 27, 1453–1459.

Roegiers, J. C. and Detournay, E. (1988). Considerations on failure initiation in inclined boreholes. Key Questions in Rock Mechanics, Balkeema, Brookfield, Vermont.

Rogers, S. (2002). Critical stress-related permeability in fractured rocks. Fracture and in situ stress characterization of hydrocarbon reservoirs.M. Ameen. London, The Geological Society, 209, 7–16.

Rojas, J. C., Clark, D. E. *et al.* (2006). Optimized salinity delivers improved drilling performance: AADE-06-DF-HO-11. AADE 2006 Fluids Conference, Houston, Texas, American Association of Drilling Engineers.

Rudnicki, J. W. (1999). Alteration of regional stress by reservoirs and other inhomogeneities: Stabilizing or destabilizing? Proceedings International Congress on Rock Mechanics. G. Vouille and P. Berest, International Society of Rock Mechanics, 3, 1629–1637.

Rummel, F. and Hansen, J. (1989). "Interpretation of hydrofrac pressure recordings using a simple fracture mechanics simulation model, Inter. Jour. Rock Mech. and Min". Sci. and Geomech. Abstr., 26, 483–488.

Rummel, F. and Winter, R. B. (1983). "Fracture mechanics as applied to hydraulic fracturing stress measurements". Earthq. Predict. Res., 2, 33–45.

Rutledge, J. T., Phillips, W. S. *et al.* (2004). "Faulting induced by forced fluid injection and fluid flow forced by faulting: An interpretation of hydraulic-fracture microseismicity, Carthage Cotten Valley Gas Field, Texas". Bulletin of the Seismological Society of America, 94(5), 1817–1830.

Rzhevsky, V. and Novick, G. (1971). The physics of rocks. Moscow, Russia, Mir.

Sayers, C. M. (1994). "The elastic anisotropy of shales". J. Geophys. Res., 99, 767–774.

Schmitt, D. R. and Zoback, M. D. (1992). "Diminished pore pressure in low-porosity crystalline rock under tensional failure: Apparent strengthening by dilatancy". J. Geophys. Res., 97, 273–288.

Schowalter, T. T. (1979). "Mechanics of Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 63(5), 723–760.

Schutjens, P. M. T. M., Hanssen, T. H. *et al.* (2001). Compaction-induced porosity/permeability reduction in sandstone reservoirs: Data and model for elasticity-dominated deformation, SPE 71337. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Society of Petroleum Engineers.

Secor, D. T. (1965). "Role of fluid pressure in jointing". American Journal of Science, 263, 633–646.

Segall, P. (1985). "Stress and Subsidence from Subsurface Fluid Withdrawal in the Epicentral Region of the 1983 Coalinga Earthquake". J. Geophys. Res., 6801, 90.

Segall, P. (1989). "Earthquakes Triggered by Fluid Extraction". Geology, 17, 942–946.

Segall, P. and Fitzgerald, S. D. (1996). “A note on induced stress changes in hydrocarbon and geothermal reservoirs”. Tectonophysics, 289, 117–128.

Seldon, B. and Flemings, P. B. (2005). “Reservoir pressure and seafloor venting: Predicting trap integrity in a Gulf of Mexico deepwater turbidite minibasin”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 89(2), 193–209.

Shamir, G. and Zoback, M. D. (1992). “Stress orientation profile to 3.5 km depth near the San Andreas Fault at Cajon Pass California”. Jour. Geophys Res., 97, 5059–5080.

Sibson, R. H. (1992). “Implications of fault valve behavior for rupture nucleation and recurrence”. Tectonophysics, 211, 283–293.

Sinha, B. K. and Kostek, S. (1996). “Stress-induced azimuthal anisotropy in borehole flexural waves”. Geophysics, 61, 1899–1907.

Sinha, B. K., Norris, A. N. *et al.* (1994). “Borehole flexural modes in anisotropic formations”. Geophysics, 59, 1037–1052.

Sonder, L. (1990). “Effects of density contrasts on the orientation of stresses in the lithosphere: Relation to principal stress directions in the Transverse Ranges, California”. Tectonics, 9, 761–771.

Stein, R. S., King, G. C. *et al.* (1992). “Change in failure stress on the southern San Andreas fault system caused by the 1992 magnitude 7.4 Landers earthquake”. Science, 258, 1328–1332.

Stein, S. and Klosko, E. (2002). Earthquake mechanisms and plate tectonics. International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology Part A.W.H.K. Lee, H. Kanamori, P. C. Jennings and K. Kisslinger. Amsterdam, Academic Press, 933.

Stephens, G. and Voight, B. (1982). “Hydraulic fracturing theory for conditions of thermal stress”. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 19, 279–284.

Sternlof, K. R., Karimi-Fard, M., Pollard, D. D. and Durlofsky, L. J. (2006). “Flow and transport effects of compaction bands in sandstone at scales relevant to aquifer and reservoir management”. Water Resources Research, 42,Wo7425.

Sternlof, K. R., Rudnicki, J. W. *et al.* (2005). “Anticrack inclusion model for compaction bands in sandstone”. J. Geophys. Res, 110(B11403), 1–16.

Stock, J. M., Healy, J. H. *et al.* (1985). “Hydraulic fracturing stress measurements at Yucca Mountain, Nevada, and relationship to the regional stress field”. Journal of Geophysical Research, 90(B10), 8691–8706.

Stump, B. B. (1998). Illuminating basinal fluid flow in Eugene Island 330 (Gulf of Mexico) through in situ observations, deformation experiments, and hydrodynamic modeling. Geosciences, Pennsylvania State, 121.

Sulak, R. M. (1991). “Ekofisk field: The first 20 years”. Journal of Petroleum Technology, 33, 1265- 1271.

Swarbrick, R. E. and Osborne, M. J. (1998). Mechanisms that generate abnormal pressures: An overview. Abnormal pressures in hydrocarbon environments, AAPG Memoir 70.B.E.Law,G.F. Ulmishek and V. I. Slavin. Tulsa, OK, American Association of Petroleum Geologists, 13–34.

Takahashi, M. and Koide, H. (1989). Effect of the intermediate principal stress on strength and deformation behavior of sedimentary rock at the depth shallower than 2000 m. Rock at Great Depth, Pau, France, Balkema, Rotterdam.

Tang, X. M. and Cheng, C. H. (1996). “Fast inversion of formation permeability from borehole Stonely wave logs”. Geophysics, 61, 639–645.

Terzaghi, K. (1923). Theoretical Soil Mechanics. John Wiley, New York.

Teufel, L. W. (1992). Production-induced changes in reservoir stress state: Applications to reservoir management. Society of Exploration Geophysicists 62nd Annual International Meeting, New Orleans, SEG, Tulsa.

Teufel, L. W., Rhett, D. W. *et al.* (1991). Effect of reservoir depletion and pore pressure drawdown on In situ stress and deformation in the Ekofisk field, North Sea. Rock Mechanics as a Multidisciplinary Science.J.C. Roegiers. Rotterdam, Balkema.

Tezuka, K. (2006). Hydraulic injection and microseismic monitoring in the basement gas reservoir in Japan. 2006 SPE Forum Series in Asia Pacific — Hydraulic Fracturing Beyond 2010, Macau, China, Society of Petroleum Engineers.

Thompson, A. L. (1993). Poly3D: A three-dimensional, polygonal element, displacement discontinuity boundary element computer program iwth applications to fractures, faults and cavities in the earth’s crust. Geology. Stanford, CA, Stanford University.

Thomsen, L. (1986). “Weak elastic anisotropy”. Geophysics, 51, 1954–1966.

Toublanc, A., Renaud, S. *et al.* (2005). “Ekofisk field: fracture permeability evaluation and implementation in the flow model”. Petroleum Geoscience, 11, 321–330.

Townend, J. (2003). Mechanical constraints on the strength of the lithosphere and plate-bounding faults. Geophysics. Stanford, CA, Stanford University. PhD, 135.

Townend, J. and Zoback, M. D. (2000). “How faulting keeps the crust strong”. Geology, 28(5), 399–402.

Townend, J. and Zoback, M. D. (2001). Implications of earthquake focal mechanisms for the frictional strength of the San Andreas fault system. The Nature and Tectonic Significance of Fault Zone Weakening.R.E. Holdsworth, R. A. Strachan, J. J. Macloughlin and R. J. Knipe. London, Special Publication of the Geological Society of London, 186, 13–21.

Townend, J. and Zoback, M. D. (2004). “Regional tectonic stress near the San Andreas fault in Central and Northern California”. Geophysical Research Letters, 31, L15–18.

Traugott, M. O. and Heppard, P. D. (1994). Prediction of pore pressure before and after drilling-taking the risk out of drilling overpressured prospects. AAPG Hedberg Research Conference, American Association of Petroleum Geologists.

Tsvankin, I. (2001). Seismic Signatures and Analysis of Reflection Data in Anisotropic Media. Cambridge, MA, Elsevier Science.

Turcotte, D. L. and Schubert, G. (2002). Geodynamics. Cambridge, Cambridge.

Tutuncu, A. N., Podio, A. L. *et al.* (1998). “Nonlinear viscoelastic behavior of sedimentary rocks: Part I, Effect of frequency and strain amplitude”. Geophysics, 63(1), 184–194.

Tutuncu, A. N., Podio, A. L. *et al.* (1998). “Nonlinear viscoelastic behavior of sedimentary rocks: Part II, Hysteresis effects and influence of type of fluid on elastic moduli”. Geophysics, 63(1), 195–203. Twiss, R. J. and Moores, E. M. (1992). Structural Geology. New York, W. H. Freeman and Company.

Van Balen, R. T. and Cloetingh, S. A. (1993). Stress-induced fluid flow in rifted basins. Diagenesis and basin development.A.D. Horbury and A. G. Robinson. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 36, 87–98.

Van Oort, E., Gradisher, J. *et al.* (2003). Accessing deep reservoirs by drilling severly depleted formations: SPE 79861. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Society of Petroleum Engineers.

Van Oort, E., Hale, A. H. *et al.* (1995). Manipulation of coupled osmotic flows for stabilization of shales exposed to water-based drilling fluids: SPE 30499. SPE Annual Technical Conf. and Exhibition, Dallas, Texas, Society of Petroleum Engineers.

Vardulakis, I., S. J. *et al.* (1988). "Borehole instabilities as bifurcation phenomena". Intl. J. Rock Mech. Min. & Geomech. Abstr., 25, 159–170.

Veeken, C., Walters, J. *et al.* (1989). Use of plasticity models for predicting borehole stability. Rock at Great Depth, Vol. 2. V. Maury and D. Fourmaintraux. Rotterdam, Balkema, 835–844.

Vernik, L., Bruno, M. *et al.* (1993). "Empirical relations between compressive strength and porosity of siliciclastic rocks. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr., 30,7, 677–680.

Vernik, L., Lockner, D. *et al.* (1992). "Anisotropic strength of some typical metamorphic rocks from the KTB pilot hole, Germany". Scientific Drilling, 3, 153–160.

Vernik, L. and Zoback, M. D. (1990). Strength anisotropy of crystalline rock: Implications for assessment of In situ stresses from wellbore breakouts. Rock Mechanics Contributions and Challenges. Balkema, Rotterdam.

Vigneresse, J., Ed. (2001). Fluids and fractures in the lithosphere.Tectonophysics. Amsterdam, Elsevier.

Walls, J. and Nur, A. (1979). Pore pressure and confining pressure dependence of permeability in sandstone. 7th Formation Evaluation Symposium, Calgary, Canada, Canadian Well Logging Society.

Wang, H. F. (2000). Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. Princeton, NJ, Princeton University Press.

Ward, C. D. and Beique, M. (1999). "How to identify Lost Circulation Problems with Real-time Pressure Measurement: Downhole Pressure Sensing heads off Deepwater Challenge". Offshore, August.

Ward, C. D. and Clark, R. (1998). Bore hole ballooning diagnosis with PWD.Workshop on Overpressure, Pau, France., Elf EP-Editions.

Warren, W. E. and Smith, C. W. (1985). "In situ stress estimates from hydraulic fractruring and direct observation of crack orientation". Journal of Geophysical Research, 90, 6829–6839.

Webb, S., Anderson, T. *et al.* (2001). New treatments substantially increase LOT/FIT pressures to solve deep HTHP drilling challenges: SPE 71390. Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Society of Petroleum Engineers.

Weng, X. (1993). Fracture Initiation and Propagation from Deviated Wellbores. paper SPE 26597 presented at the 1993 Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 3–6 October.

Whitehead, W., Hunt, E. R. *et al.* (1986). In-Situ Stresses: A comparison between log-derived values and actual field-measured values in the Travis Peak formation of east Texas: SPE 15209. Unconventional Gas Technology Symposium, Louisville, Kentucky, Society of Petroleum Engineers.

Wiebols, G. A. and Cook, N. G. W. (1968). “An energy criterion for the strength of rock in polyaxial compression”. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 5, 529–549.

Willson, S. M., Last, N. C. *et al.* (1999). Drilling in South America: A wellbore stability approach for complex geologic condtions, SPE 53940. 6th LACPEC Conference, Caracas, Venezuela, Society of Petroleum Engineers.

Winterstein, D. F. and Meadows, M. A. (1995). “Analysis of shear-wave polarization in VSP data: A tool for reservoir development SPE 234543”. Dec., SPE Formation Evaluation, 10, No. 4, 223–231.

Wiprut, D., Zoback, M. *et al.* (2000). “Constraining the full stress tensor from observations of drilling-induced tensile fractures and leak-off tests: Application to borehole stability and sand production on the Norwegian margin”. Int. J. Rock Mech. & Min. Sci., 37, 317–336.

Wiprut, D. and Zoback, M. D. (2000). “Fault reactivation and fluid flow along a previously dormant normal fault in the northern North Sea”. Geology, 28, 595–598.

Wiprut, D. and Zoback, M. D. (2002). Fault reactivation, leakage potential and hydrocarbon column heights in the northern North Sea. Hydrocarbon Seal Quantification, Stavanger, Norway, Elsevier.

Wolhart, S. L., Berumen, S. *et al.* (2000). Use of hydraulic fracture diagnostics to optimize fracturing jobs in the Arcabuz-Calebra field, SPE 60314. 2000 SPE Rocky Mountain Region/Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, Society of Petroleum Engineers.

Wong, T.-f., David, C. *et al.* (1997). “The transition from brittle faulting to cataclastic flow in porous sandstones: Mechanical deformation”. Journal of Geophysical Research, 102(B2), 3009–3025.

Wood, D. M. (1990). Soil behaviour and critical state soil mechanics. Cambridge, England, Cambridge University.

Wright, C. A. and Conant, R. A. (1995). Hydraulic fracture reorientation in primary and secondary recovery from low permeability reservoirs, SPE 30484. 1995 SPe Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, Society of Petroleum Engineers.

Wright, C. A., Stewart, D. W. *et al.* (1994). Reorientation of propped refracture treatments in the Lost Hills field, SPE 27896. 1994 SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California.

Yale, D. P. (2002). Coupled geomechanics-fluid flow modeling: effects of plasticity and permeability alteration: SPE 78202. Society of Petroleum Engineers.

Yale, D. P. (2003). Fault and stress magnitude controls on variations in the orientation of in situ stress. Fracture and in-situ stress characterization of hydrocarbon reservoirs.M. Ameen. London, Geological Society, 209, 55–64.

Yale, D. P., Nabor, G. W. *et al.* (1993). Application of variable formation compressibility for improved reservoir analysis: SPE 26647, Society of Petroleum Engineers.

Yale, D. P., Rodriguez, J. M., *et al.* (1994). In-Situ stress orientation and the effects of local structure - Scott Field, North Sea. Eurock ’94, Delft, Netherlands, Balkema.

Yassir, N. A. and Bell, J. S. (1994). “Relationships between pore pressure, stresses and present-day geodynamics in the Scotian shelf, offshore eastern Canada”. American Association of Petroleum Geology Bulletin, 78(12), 1863–1880.

Yassir, N. A. and Zerwer, A. (1997). “Stress regimes in the Gulf Coast, offshore Lousiana from wellbore breakout analysis”. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 81(2), 293–307. Yew, C. H. and Li, Y. (1988). “Fracturing of a deviated well”. SPE Production Engineering, 3, 429–437.

Zajac, B. and Stock, J. M. (1992). “Using borehole breakouts to constrain complete stress tensor”. AGU 1992 Fall Meeting Abstract Supplement to EOS, Dec. 1992, 559.

Zemanek, J., Glenn, E. E. *et al.* (1970). “Formation evaluation by inspection with the borehole televiewer”. Geophysics, 35, 254–269.

Zheng, Z., Kemeny, J. *et al.* (1989). “Analysis of borehole breakouts”. Journal of Geophysical Research, 94(B6), 7171–7182.

Zhou, S. (1994). “A program to model initial shape and extent of borehole breakout”. Computers and Geosciences, 20, 7/8, 1143–1160.

Zimmer, M. (2004). Controls on the seismic velocities of unconsolidated sands: Measurements of pressure, porosity and compaction effects. Geophysics. Stanford, CA., Stanford University.

Zinke, J. C. and Zoback, M. D. (2000). “Structure-related and stress-induced shear-wave velocity anisotropy: Observations from microearthquakes near the Calaveras fault in central California”. Bulletin of Seismological Society of America, 90, 1305–1312.

Zoback, M. D., Apel, R. *et al.* (1993). “Upper crustal strength inferred from stress measurements to 6km depth in the KTB borehole”. Nature, 365, 633–635.

Zoback, M. D., Barton, C. B. *et al.* (2003). “Determination of stress orientation and magnitude in deep wells”. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 40, 1049-1076.

Zoback, M. D. and Byerlee, J. D. (1975). “Permeability and effective stress”. Am. Assoc.Petr. Geol. Bull., 59, 154–158.

Zoback, M. D. and Byerlee, J. D. (1976). “A note on the deformational behavior and permeability of crushed granite”. Int’l. J. Roch Mech., 13, 291–294.

Zoback, M. D., Day-Lewis, A. and Kim S.-M. (2007). Predicting changes in hydrofrac orientation in depleting oil and gas reservoirs, Patent Application Pending.

Zoback, M. D. and Haimson, B. C. (1982). Status of the hydraulic fracturing method for in-situ stress measurements. 23rd Symposium on Rock Mechanics, Soc. Mining Engineers, New York.

Zoback, M. D. and Haimson, B. C. (1983). “Workshop on Hydraulic Fracturing Stress Measurements”. National Academy Press, 44–54.

Zoback, M. D. and Harjes, H. P. (1997). “Injection induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany”. J. Geophys. Res., 102, 18477–18491.

Zoback, M. D. and Healy, J. H. (1984). “Friction, faulting, and “in situ"stresses”. Annales Geophysicae, 2, 689–698.

Zoback, M. D. and Healy, J. H. (1992). “In situ stress measurements to 3.5 km depth in the Cajon Pass Scientific Research Borehole: Implications for the mechanics of crustal faulting”. J. Geophys. Res., 97, 5039–5057.

Zoback, M. D., Mastin, L. *et al.* (1987). In situ stress measurements in deep boreholes using hydraulic fracturing, wellbore breakouts and Stonely wave polarization.In Rock Stress and Rock Stress Measurements. Stockholm, Sweden, Centrek Publ., Lulea.

Zoback, M. D., Moos, D. *et al.* (1985). “Well bore breakouts and In situ stress”. Journal of Geophysical Research, 90(B7), 5523–5530.

Zoback, M. D. and Peska, P. (1995). “In situ stress and rock strength in the GBRN/DOE ’Pathfinder’ well, South Eugene Island, Gulf of Mexico”. Jour. Petrol Tech., 37, 582–585.

Zoback, M. D. and Pollard, D. D. (1978). Hydraulic fracture propagation and the interpretation of pressure-time records for in-situ stress determinations. 19th U.S. Symposium on Rock Mechanics, MacKay School of Mines, Univ. of Nevada, Reno, Nevada.

Zoback, M. D. and Townend, J. (2001). “Implications of hydrostatic pore pressures and high crustal strength for the deformation of intraplate lithosphere”. Tectonophysics, 336, 19–30.

Zoback, M. D., Townend, J. *et al.* (2002). “Steady-state failure equilibrium and deformation of intraplate lithosphere”. International Geology Review, 44, 383–401.

Zoback, M. D. and Zinke, J. C. (2002). “Production-induced normal faulting in the Valhall and Ekofisk oil fields”. Pure & Applied Geophysics, 159, 403–420.

Zoback, M. D. and Zoback, M. L. (1991). Tectonic stress field of North America and relative plate motions. In The Geology of North America. Neotectonics of North America.D.B.a.o. Slemmons. Boulder, Colo, Geological Society of America, 339–366.

Zoback, M. D., Zoback, M. L. *et al.* (1987). “New evidence on the state of stress of the San Andreas fault system”. Science, 238, 1105–1111.

Zoback, M. L. (1992). “First and second order patterns of tectonic stress: The World Stress Map Project”. Journal of Geophysical Research, 97, 11,703–11,728.

Zoback, M. L. and Mooney, W. D. (2003). “Lithospheric buoyancy and continental intraplate stress”. International Geology Review, 7, 367–390.

Zoback, M. L. and a. others (1989). “Global patterns of intraplate stresses; a status report on the world stress map project of the International Lithosphere Program”. Nature, 341, 291–298.

Zoback, M. L. and Zoback, M. D. (1980). “State of stress in the conterminous United States”. J. Geophys. Res., 85, 6113–6156.

Zoback, M. L. and Zoback, M. D. (1989). “Tectonic stress field of the conterminous United States”. Geol. Soc. Am. Memoir., 172, 523–539.

Zoback, M. L., Zoback, M. D. *et al.* (1989). “Global patterns of tectonic stress”. Nature, 341, 291–298. (28 September 1989).

Предметный указатель

S_1, 7
S_2, 7
S_3, 7
S_{Hmax}, максимальное горизонтальное главное напряжение, 8, 263
S_{hmin}, минимальное горизонтальное главное напряжение, 8, 263
S_{v}, вертикальное главное напряжение, 8, 10
π-плоскость, 98
$\sigma_{\theta\theta}$, кольцевое напряжение, 18, 97, 180, 184, 254
σ_{rr}, радиальное напряжение, 96, 180, 184, 254
σ_{zz}, напряжение вдоль оси ствола скважины, 184, 254
$\tau_{\theta z}$, напряжение сдвига, 254
$\tau_{r\theta}$, напряжение сдвига, 180
p-q пространство, 428
p_0, 127, 428

AEP Mountaineer скважина, западная Вирджиния, 311
Arcabus-Culebra месторождение, Мексика, 419
Athy уравнение, 49

Basin and Range провинция, 292
Berea песчаник, 110
Bowers уравнение, 53
Breckels, van Eekelen градиент напряжений в Мексиканском заливе, 302

Cajon Pass, Калифорния, 236, 246, 251, 366
Cook Inlet, Аляска, 357

Darley Dale песчаник, 94
Dixie Valley, Невада, 377
Dunham доломит, 98, 109

Eaton метод оценки S_{hmin} в Мексиканском заливе, 300
Eberhart-Phillips, Han, Zoback уравнение, 56
Ekofisk месторождение, 380, 417

Fenton Hill, New Mexico, 237, 238, 256

Geertsma модель просадки, 441

Holbrook метод оценки S_{hmin} в Мексиканском заливе, 303
Hubbert, Willis метод оценки S_{hmin} в Мексиканском заливе, 298

Kamb контурные линии, 162
Kirsch уравнение, 179
Kozeny-Carman уравнение, 433
KTB, 16, 98, 109, 136, 231, 236, 237, 245, 253, 263, 264

Long Valley Exploratory Well разведочная скважина, 366

Mahakam Delta тренд давлений, 164
Marianna известняк, 110
Matthews, Kelly метод оценки S_{hmin} в Мексиканском заливе, 298
Mody, Hale модель, 213, 217, 343
Monagas бассейн, 13
Monte Cristo поровое давления месторождения, 32
Monterey формация, 153, 163, 372
Moodus, Connecticut, 309

Ottawa пески, 78

Poly3D, 448

Rangely нефтяное месторождение, 132, 385
RMS скорости, 53

Rocky Mountain Arsenal, 119, 132, 385

SAFOD, 213, 217, 276, 282, 355
San Andreas разлом, 22, 23
San Joaquin долина, 155, 385
Scott месторождение, Северное море, 275
Sellafield прект, Великобритания, 377
Shirahama песчаник, 98, 109
Siljan, Швеция, 263
Solenhofen известняк, 98, 109
Soultz геотермальная область, 270
South Eugene Island, 397

Timor море, 191, 395
Travis Peak формация, восточный Техас, 300, 301

Valhall месторождение, 293, 380, 414
Visund месторождение, 188, 225, 243, 263, 266, 267, 306, 388

Wilmington песок, 78, 84–86

Yale кривая уплотнения, 427
Yufutsu газовое месторождение, 386
Yuubari глины, 98, 109

Zoback, Healy метод оценки S_{hmin} на площади с активным образованием сбросов, 302

Австралия центральная, 239
Акватермальное повышение давления, 45
Активация разломов, индуцированная закачкой, 385
Активность
— бурового раствора, 213, 214
— воды в порах, 213
Акустический формационный фактор, 53
Амонтона закон, 131
Андерсона классификационная схема напряжений и разломов, 8, 13, 155
Анизотропия проницаемости, 364
Анизотропия прочности пород и формирование вывалов, 209, 210, 338
Анизотропия скорости поперечных волн, 16
Анизотропия скорости поперечных волн и ориентация напряжений
— в вертикальных скважинах, 273, 275, 276
— в наклонных скважинах, 276, 277
Аномальное давление, 51
Апертура трещины, 152
Арочная поддержка, 322

Байерли закон, 134
Беге модель, 82
Бездренажное поведение, 63
Билатеральное ограничение, 284, 300, 310, 313
Био параметр, 71
Брекчирование, 154, 375
Бурение на депрессии, 332
Буровой раствор, вес, 30, 97
— и разрушение ствола скважины, 180, 185, 205, 257, 324, 333, 339
Буровой раствор, окно, 298, 319, 326, 336
Буровой раствор, оптимальный вес, 319
Буровой раствор, проникновение и разрушение ствола скважины, 217
Буровой раствор, химия и разрушение ствола скважины, 213, 320, 339

В величина напряжения, 4, 13, 90, 143, 144
Венесуэла, 27
Вертикальное эффективное напряжение, 48, 49
Виболс – Кук, критерий, 98, 106, 107
Висячий блок, 8
Вращение напряжений, индуцированное истощением, 417
Временная зависимость разрушения ствола скважины, 339, 344, 346, 355
Вывалы, возможные виды формирования, 213, 216
Вынос песка/твердых частиц, 321, 357, 359–360, 365, 366
Высота столба, 44
Высоты столбов углеводородов, 364, 396, 397
Вязкопластичная деформация и динамический ДАОЗ, 438
Вязкопластичность, 63, 76, 438
Вязкоупругость, 63, 82, 185

Гассман, 80
Генерация углеводородов, 47

Геологические индикаторы напряжений, 20
Геомеханическая модель, 3, 324
Гидропроводные разломы и трещины, 151, 153, 373
Гидроразрыв с пакеровкой, 295
Гидроразрыв, 122: , 13, 16, 17
— Hubbert, Willis эксперимент на песчаной модели, 222
— в истощенных залежах, 423
— гидроразрыв с пакеровкой, 219
— давление закрытия трещин, 225
— давление распространения трещин, 225, 234
— давление формирования вывалов, 224, 234
— и направление напряжения, 199
— и оценка S_{Hmax}, 234
— легководный гидроразрыв, 385
— мгновенное давление отключения насосов и S_{hmin}, 225, 234
— мини-гидроразрыв и S_{hmin}, 16, 219
— ограниченный тест, 224
— распространение трещин гидроразрыва, 221, 228
— расширенный тест на утечку и S_{hmin}, 219, 223, 224
— тест на утечку и S_{hmin}, 16, 219
— тест на целостность формации, 224
Глинистая корка, 320
Глины незрелые, 76
Глобальная карта напряжений, 285
Градиент гидроразрыва, 205, 220
Градиент гидроразрыва, максимизация, 344

Давление во время бурения, 230, 231, 237, 253
Давление нормальное, 30
Давление повышенное, 15, 31, 42, 48, 144
Дарси, 43
Дегидротация, реакция, 45
Депрессия, 30
Деформационный анализ области залежи, ДАОЗ, 406, 428
Деформация объемная, 84
Деформация пород и прочность, 90, 91
Дилатансионное упрочнение, 131
Динамические измерения, 67, 73
Дирекционный косинус, 7
Дисперсия, 68, 73, 79, 81, 83
Дифференциальный прихват, 324
Диффузия, 43

Европа западная, 142
Египет, 33
Египет поровое давление, 34

Желоба, 194, 251, 268

Закачка флюида, 132
Закон с двумя степенными переменными, 84
Залежи, разбитые трещинами, 364
Затухание, 79
Зона разрушения, 369
Зона уплотнения, 368

И изменение напряжений вокруг истощающейся залежи, 406, 441
Измерение акустической скорости, 50, 73, 80
Измерение напряжений в пластовых условиях, 15, 17, 22, 175
Измерение сейсмической скорости, 73, 80
Измерения статические, 66, 73
Изоляция разломом, 363, 387
Имиджи разрушений ствола скважины, 185, 188
Индикаторы напряжения в скважине, стандартное отклонение, 198, 199
Интегрированная стратегия измерения напряжений, 16, 220, 236
Интерполяция и экстраполяция измерений напряжений в скважине, 313
Источники напряжений в кристаллической коре, 288
Истощение, 39, 405

К кажущийся раскрыв/апертура, 159
Калифорния центральная, 22, 43, 142, 153, 192, 194
Капиллярное давление проникновения, 397, 420
Каротаж во время бурения, 230, 355
Карта напряжений в мире, 17, 191, 285
Каспийское море, 353

Количественная оценка рисков и стабильность стволов скважин, 320, 332, 334, 338
Колумбия, 13, 338, 341
Концентрации, статистически значимые, 162
Концентрация напряжений
— в вертикальных скважинах, 17, 179, 180, 184
— вокруг наклонных скважин, 231, 237, 252, 253
Координатная система напряжений, 7
Координатная система, главная, 7
Коэффициент термального расширения, 88
Критерий прочности, 97
Критерий разрушения с общей пластичной деформацией, 211, 361
Критически напряженные разломы, 90, 136, 141, 359, 365, 382
— и поток флюида, 363, 364, 366, 372, 378
Критический коэффициент интенсивности напряжений трещины, 130
Кросс-дипольный акустический каротаж, 273
Кулона критерий, 132, 390
Кулона функция разрушения, CFF, 132

Ладе критерий, 98, 105
Ламе константа, 65, 68
Лежачий блок, 8
Луизиана южная часть, 444

M модуль, 68
Мексиканский залив, регион и месторождения, 8, 29, 31, 34, 42, 269, 294, 409, 431
Миграция углеводородов, 395
— динамические ограничения, 395, 401, 402
Микросканирование ствола скважины, 156
Модуль сдвига, 65, 68
Мора круги
— 2D, 141, 155
— 3D, 164, 167, 360, 366
Мора, огибающая разрушения, 90, 94
Мора, представление диаграммы, 184
Мора – Кулона, критерий линеаризованный, 96, 98

Надвиг, НД, 8, 122, 141, 142, 151, 155
Надвиг, образование/активация в осадочных бассейнах, 308
Надвиговое состояние напряжений, 8, 10, 13
Наклонометрия, 193
Напластование и анизотропия скорости, 277
Направление падения, 156, 160
Напряжение главное, 7
Напряжение движения плит, 288
Напряжение на глубине, 4
Напряжение нормальное и сдвига
— 2D, 92
— 3D, 164, 166
Напряжение остаточное, 288
Напряжение растяжения, 6
Напряжение сдвига октаэдральное, 106, 107
Напряжение сжатия, 6
Напряжения на стенке скважины и стабильность, 96, 319
Невада исследовательская область, 292, 366
Недоуплотнение, 42
Неуравновешенное уплотнение, 42
Норвегия, 39, 43
Нормальное приращение, 53

Образование разломов, индуцированных истощением, 405, 409, 411, 415, 447, 449
Объемный модуль, 65, 68
Ограничение S_{Hmax}
— по разрушению стволов вертикальных скважин, 219, 236, 242, 268
— по разрушению стволов наклонных скважин, 251, 263
Ограничение величин напряжений силами трения, 139
Ограниченное сжатие, 48
Одноосная деформация, 48
Одноосное растяжение, 90
Одноосное сжатие, 90
Определение S3 по данным гидроразрыва, мини-гидроразрыва и тестов на утечку, 219

Ориентация напряжений по разрушению стенок скважин, 184, 191
Ослабленные плоскости напластования и разрушение ствола скважины, 209, 338–342, 346
Основные законы и свойства, 60, 61, 66
Относительное напряжение, величина, 5, 8
Отношения эффективных напряжений, 314

Пакеровка, 242
Пески Мексиканского залива, 86, 297
Пески нецементированные, 76, 297
Планшет «головастиков», 161
Пластичность, 62
Плоскости системы разломов, 151, 170
Плотность формации, 10
Поведение при дренировании, 63
Поддержка водоносных пластов, 38
Поле региональных напряжений, 284
Ползучее уплотнение, 85
Ползучесть, 76, 86
Полигон напряжений, 147, 238
— и разрушение ствола скважины, 203
Полюс трещины, 160
Пониженное давление, ниже гидростатического, 42, 293
Пористость, 43, 66
Поровое давление, 7
— по данным сейсморазведки, 53
Поровое давление в южной части Луизианы, 41
Поровое давление гидростатическое, 9, 30
Поровое давление литостатическое, 30
Поровое давление прогноз, 47
Поровое давление северной части Северного моря, 33
Пороупругость, 30, 63, 407
Потеря циркуляции и непреднамеренный гидроразрыв, 230, 293, 315, 324
Провинции напряжений, 20
Проницаемость, 30
Проницаемость, изменение при истощении, 430, 431, 436
Просадка, 406, 441
Прочность анизотропная, 90, 111
Прочность и поровое давление, 110, 145
Прочность материалов, приближающихся к разрушению, 63, 126, 211
Прочность на одноосное сжатие, 90, 94, 122
Прочность на растяжение, T0, 90, 129, 234
Прочность пород оценка
— по геофизическим данным, 90, 114, 117–122, 128, 132, 337
— по разрушению стволов скважин, 245
Прочность породы на сжатие, 90, 92
Пуассона коэффициент, 65, 66, 68, 152

Разделение, 30, 39
Раздутие или увеличение/уменьшение ствола скважины, 230, 231, 238, 256, 353
Раздутие ствола скважины, 232
Разлом гидропроводный, 393
Разлом изолирующий, 40, 391, 419
Разлом падение, 156, 160
Разлом простирание, 159, 160
Разломы и трещины, 150
Размывы, 194, 259
Размягчение, 92
Разрушение ствола скважины, 321
Разрушения ствола скважины, 16, 177, 290
Распределение напряжений первого порядка, 285
Роза-диаграмма, 163
Рыболовный крючок или j-трещины, 271

Сброс/сдвиг, СБ/СД, образование/активация разломов, 238, 305, 369
Сброс, СБ, 8, 141, 142, 151, 155
Сбросовое состояние напряжений, 8, 10, 13
Сбросовый режим напряжений в осадочных бассейнах, 291
Сдвиг/надвиг, СД/НД, образование/активация разломов, 240, 369
— в осадочных бассейнах, 306
Сдвиг, СД, 8, 141, 151, 155
Сдвиг, СД, образование/активация в осадочных бассейнах, 305
Сдвиговое состояние напряжений, 8, 10, 13
Северная Америка, карта напряжений, 20
Северное море, 13, 24, 41, 43, 47, 188, 274, 290, 292, 380, 393

Сейсмичность индуцированная, 132
Сжатие гидростатическое, 48, 65, 90
Сжимаемость, 43, 65
Сила трения, 10, 90, 141, 142, 1213
Сила, приводящая в движение хребет, 288
Силы сопротивления столкновению, 288
Система ранжирования качества измерений напряжений, 17, 197, 217
Скемптона коэффициент, 70
Скорость интервальная, 53
Скорость поперечных волн, S волн, 67
Скорость потока через трещины и разломы, 152
Скорость продольной волны, 63, 67, 116
Соль, 29
Сопротивление, 50
Состояние напряжений и стабильность стволов скважин, 231, 238, 256, 326, 327
Состояние напряжений и стабильность стволов скважин в Мексиканском заливе, 268, 291, 328, 344
Стабильная скважина, 321, 322
Стандартная линейная среда, 63
Степенной закон, 82
Стереограмма, 155, 375
Стереографическая проекция нижней полусферы, 160, 169
Сцепление, S0, 94, 96, 106, 131

Тектоническое сжатие, 43
Тензор напряжений, 5
Теория струйного или локального потока, 74, 80
Терзаги, эффективное напряжение, 110
Термальное напряжение и разрушение стволов скважин, 180, 201, 203, 207
Термопороупругость, 88
Тесты многоосные, 92, 109
Тесты на толстостенных цилиндрах, 92
Тесты, действительно трехосные, 92
Техас восточный, 300
Топография и выталкивающие силы, 289
Точка кипения, 38
Траектория изменения критического напряжения, 412
Траектория изменения напряжения, 405, 407
Траектория разгрузки, 57, 58
Траектория скважины и стабильность ствола, 211, 246, 251, 255, 326, 328–331, 339
Трансформация тензора, 7, 253
Тренд уплотнения, 50, 56
Трехосное расширение, 90
Трехосное сжатие, 90, 93, 95, 109
Трещиностойкость, 130
Трещины природные и трещины растяжения, индуцированные бурением, на имиджах, 269
Трещины растяжения в наклонных скважинах, 257, 258, 265
Трещины типа I, открытый тип, 130, 150, 151, 221
Тянущая сила, 288

Угол вектора смещения, 160
Угол внутреннего трения, 106, 122
Ультразвуковые измерения, 73, 80
Уплотнение, 42, 48, 75, 78, 85, 426, 427, 441
Уплотнение со сдвигом, 90, 126, 426
Управление уплотнением, 436, 438
Упругая анизотропия, 69
Упругопластичность, 63, 68, 79
Упругость линейная, 60, 69, 116

Фактор интенсивности напряжений, 130
Фактор качества, Q, 79
Флексуры литосферные, 289
Фокальный механизм землетрясений, 7, 16, 18, 155, 169
— B-ось, 20
— P-ось, 20, 171
— T-ось, 20, 171
— вспомогательная плоскость, 20
— инверсия множественных механизмов, 172
— квадрант растяжения, 169
— квадрант сжатия, 169
— отношение к главным напряжениям, 171, 197, 199
— плоскости разломов с низким трением, 171
— плоскость разлома, 20
— пляжный мяч, 169
— узловые плоскости, 169

— фокальный механизм надвигов, 170
— фокальный механизм сбросов, 170
— фокальный механизм сдвигов, 170
Фон Мисес, критерий, 108

Хук-Браун критерий, 98, 99

Центроид, 44, 398

Шатер, 90, 118, 126, 128, 406

Эквивалентная циркуляционная плотность, ЭЦП, 230
Электрическое микросканирование, 156, 158
Эффективное напряжение, 30, 69, 70
Эшелонированные трещины растяжения, 251, 262, 263

Южная Америка, 25
Юнга модуль, 61, 66–68, 116, 152

Полный ассортимент литературы издательств «Институт компьютерных исследований» и «Регулярная и хаотическая динамика» по самым доступным ценам представлен:

Прямое представительство
Россия, Ижевск
Удмуртский государственный университет
ул. Университетская, д. 1, корп. 4, оф. 201а/207
Тел./факс: +7 (3412) 50–02–95
E-mail: subscribe@rcd.ru, rhd-m@mail.ru

Интернет-магазин
MATHESIS
http://shop.rcd.ru
• Отправка заказов осуществляется почтой РФ из г. Ижевска
• Цены на сайте указаны без учета стоимости доставки

Книжные магазины и киоски

Московский дом книги
Москва, ул. Новый Арбат, д. 8
(м. «Арбатская»)
Тел.: +7 (495) 789–35–91

Дом технической книги
Москва, Ленинский проспект, д. 40
(м. «Ленинский проспект»)
Тел.: +7 (499) 137–60–19

Магазин научной книги URSS
Москва, Нахимовский проспект, д. 56
(м. «Профсоюзная»)
Тел.: +7 (499) 724–25–45

Книжная сеть «Буквоед»
Санкт-Петербург, ул. Минеральная, д. 13
Тел.: +7 (812) 601–0–601

На просторах Интернета

ozon.ru
http://www.ozon.ru

Московский дом книги
http://www.mdk-arbat.ru

LOGOBOOK.RU
http://rus.logobook.ru

EAGE Геомодель
http://www.eage.ru

Инфра-Инженерия
http://www.infra-e.ru

Библион
http://www.biblion.ru

ЦентрЛитНефтеГаз
http://centrlit.ru

Каталог изданий для предприятий нефтегазового комплекса
http://www.yagello.ru

Буквоед
http://www.bookvoed.ru

НИЦ «ИНФРА-М»
http://www.infra-m.ru

Книжное поисковое агентство
ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КНИГА
http://chebakov.com

бибком
центральный коллектор библиотек
http://www.ckbib.ru

ISBN 978-5-4344-0485-3



Марк Д. Зобак

Геомеханика нефтяных залежей

Технический редактор А. В. Бакиев
Корректор А. В. Бекмачева

Подписано в печать 26.10.2018. Формат $70 \times 100\,{}^{1}/_{16}$.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 40,64. Уч.-изд. л. 41,23.
Гарнитура «Таймс». Бумага офсетная № 1. Заказ №

АНО «Ижевский институт компьютерных исследований»
426057, г. Ижевск, ул. К. Маркса, д. 250, кв. 55
E-mail: mail@rcd.ru Тел./факс: +7 (3412) 50-02-95