

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

**СПРАВОЧНИК
ИНЖЕНЕРА-НЕФТЯНИКА
ТОМ II**

ИНЖИНИРИНГ БУРЕНИЯ



Оглавление

От редакционного совета серии	xxv
Предисловие	xxvii
Введение	xxix
ГЛАВА 1. Геомеханика пород при бурении скважин	1
1.1. Введение	1
1.2. Напряжение, поровое давление и эффективное напряжение	2
1.2.1. Тектонические напряжения	2
1.2.2. Относительная величина главных напряжений в земной коре	4
1.2.3. Поровое давление	4
1.2.4. Эффективное напряжение	9
1.2.5. Ограничения величины напряжений	10
1.3. Свойства горных пород	15
1.3.1. Деформация горных пород. Упругость	15
1.3.2. Сжатие и границы упругости	18
1.3.3. Модели разрушения и прочность горных пород	19
1.3.4. Проведение испытаний на одном образце	22
1.3.5. Испытания методом нанесения царапин и с помощью пенетрометра	23
1.3.6. Оценка параметров прочности по прочим данным	24
1.4. Концентрация упругих напряжений в стволе скважины	25
1.4.1. Напряжения в вертикальном стволе	25
1.4.2. Компрессионное разрушение ствола скважины	29
1.4.3. Разрушение ствола скважины под воздействием сил растяжения	30
1.4.4. Определение вывалов и разрывов породы в стволе скважины	30
1.4.5. Влияние веса бурового раствора и температуры на концентрацию напряжений по окружности ствола скважины	35
1.5. Определение направления напряжений	36
1.5.1. Изучение результатов разрушений в стволе скважины	36
1.5.2. Изучение сейсмической анизотропии	37
1.5.3. Применение кросс-дипольного акустического каротажа	40
1.5.4. Анализ направления напряжений по керну	41

1.5.5.	Определение направления напряжений по геологическим данным	43
1.6.	Построение геомеханической модели	45
1.6.1.	Горное давление, S_v	45
1.6.2.	Поровое давление, P_p	46
1.6.3.	Наименьшее главное напряжение, S_3	58
1.6.4.	Оценки наименьшего главного напряжения по «вздутию»	63
1.6.5.	Использование вывалов в стволе скважины для определения S_{Hmax}	65
1.7.	Прогнозирование устойчивости ствола скважины	71
1.7.1.	Прогнозирование деформаций в скважинах любого азимутального направления	73
1.7.2.	Определение диапазона параметров бурового раствора на заданной глубине	75
1.7.3.	Выбор глубины спуска обсадной колонны	77
1.7.4.	Обоснование геомеханической модели	80
1.7.5.	Геомеханическое проектирование с небольшим количеством данных	81
1.7.6.	Решение проблемы неопределенности	83
1.8.	Другие модели устойчивости ствола скважины	87
1.8.1.	Анизотропная прочность	88
1.8.2.	Упругость и термоупругость пористой среды	91
1.8.3.	Взаимодействие бурового раствора и горной породы	93
1.8.4.	Устойчивость ствола скважины в пластичной горной породе	98
1.9.	Принятие решений в реальном времени	99
ГЛАВА 2.	Буровые растворы	113
2.1.	Введение	113
2.2.	Основные функции бурового раствора	114
2.2.1.	Вынос шлама на поверхность	114
2.2.2.	Предупреждение потери управления скважиной	115
2.2.3.	Сохранение устойчивости ствола скважины	115
2.2.4.	Сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта	115
2.2.5.	Охлаждение и смазывание буровой колонны	116
2.2.6.	Передача информации о стволе скважины	116
2.2.7.	Снижение рисков для персонала, окружающей среды и бурового оборудования	116
2.3.	Типы буровых растворов	117
2.3.1.	РВО	118
2.3.2.	Растворы для вскрытия продуктивного пласта	119
2.3.3.	РУО	120
2.3.4.	Буровые растворы на синтетической основе	121

2.3.5. Безводные растворы на основе углеводородов	122
2.3.6. Растворы для бурения с продувкой	122
2.3.7. Специальные продукты	123
2.4. Испытания буровых растворов	124
2.4.1. Промысловые испытания	124
2.4.2. Лабораторные испытания	126
2.5. Трудности, связанные с буровым раствором	130
2.5.1. Потеря циркуляции	131
2.5.2. Прихват инструмента	133
2.5.3. Неустойчивость глинистых сланцев	135
2.5.4. Очистка ствола скважины	136
2.5.5. Оседание барита	138
2.5.6. Соляные пласты и зоны рыхлых пород	139
2.6. Особые ситуации при бурении	139
2.6.1. Бурение без водоотделительной колонны	139
2.6.2. Глубоководные работы	140
2.6.3. Скважины с высокими давлениями и температурами	142
2.7. Экологические факторы	143
2.7.1. Охрана окружающей среды	144
2.7.2. Источники загрязнения	151
2.7.3. Программа испытаний растворов на соответствие качеству в Мексиканском заливе	152
2.8. Контроль содержания твердой фазы и утилизация отходов	154
2.8.1. Основополагающие понятия	154
2.8.2. Концентрация твердой фазы	155
2.8.3. Размер и площадь поверхности частиц	155
2.8.4. Осаждение частиц	156
2.8.5. Выбор сита	158
2.8.6. Объемы отходов	158
2.8.7. Управление системой очистки в целом	158
2.9. Рекомендации по буровым растворам	159
ГЛАВА 3. Гидроаэромеханика в бурении	163
3.1. Введение	163
3.2. Обзор	163
3.3. Определяющие уравнения	164
3.3.1. Однофазное течение	165
3.4. Ключевые определения для гидравлического моделирования в ство- ле скважины	167
3.5. Определение статического давления в стволе скважины	168
3.5.1. Постоянная плотность	168
3.5.2. Сжимаемый газ	169

3.6.	Определение давления при течении в стволе скважины	169
3.6.1.	Постоянная плотность	169
3.6.2.	Линейно изменяющаяся плотность	169
3.6.3.	Сжимаемый флюид	170
3.7.	Общие решения для давления в установившемся течении в стволе скважины	171
3.8.	Вычисление давлений в стволе скважины	173
3.9.	Прогнозирование импульсного давления	176
3.9.1.	Введение	176
3.9.2.	Граничные условия	176
3.9.3.	Решение для импульсного давления	180
3.10.	Трение внутри флюида	181
3.10.1.	Реология флюида	181
3.11.	Прогнозирование динамического давления	199
3.11.1.	Введение	199
3.11.2.	Определяющие уравнения для прогнозирования динамического давления	199
3.11.3.	Расширение ствола скважины	200
3.11.4.	Метод решения для гидроэродинамики	201
3.12.	Вынос бурового шлама	203
3.12.1.	Введение	203
3.12.2.	Скорость оседания частицы	205
3.12.3.	Транспортирующая способность бурового раствора для вертикальных скважин	208
3.12.4.	Модель выноса шлама в вертикальных скважинах	208
3.12.5.	Вынос шлама в наклонных скважинах	211
3.12.6.	Бурение на воздухе, тумане и пене	217
3.12.7.	Обобщенные указания по эффективной очистке ствола скважины	222
3.13.	Примеры вычислений	223
3.13.1.	Введение	223
ГЛАВА 4.	Управление скважиной: принципы и методики	240
4.1.	Введение	240
4.1.1.	Факторы, влияющие на серьезность ГНВП	241
4.1.2.	Характеристика ГНВП	241
4.1.3.	Прочие факторы, влияющие на управление скважиной	242
4.1.4.	Причины ГНВП	242
4.1.5.	Ранние признаки ГНВП	245
4.2.	Выявление и контроль ГНВП с помощью телеметрии	248
4.3.	Способы закрытия скважины	249
4.3.1.	Закрытие скважины	249

4.3.2.	Сферы ответственности членов бригады при закрытии скважины	253
4.4.	Получение и интерпретация данных о давлениях в закрытой скважине	254
4.4.1.	Замер давлений	254
4.4.2.	Интерпретация зарегистрированных давлений	255
4.4.3.	Принцип постоянного забойного давления	256
4.4.4.	Фактор времени	257
4.4.5.	Защемленное давление	257
4.4.6.	Использование обратного клапана	258
4.5.	Идентификация ГНВП	260
4.6.	Расчет плотности бурового раствора для глушения скважины	261
4.7.	Методы управления скважиной	262
4.7.1.	Метод ожидания утяжеления	263
4.7.2.	Метод двухстадийного глушения	264
4.7.3.	Метод непрерывного глушения	265
4.8.	Выбор наилучшего метода	266
4.8.1.	Время	266
4.8.2.	Давления на устье	267
4.8.3.	Сложность метода	268
4.8.4.	Напряжения, действующие на пласт	269
4.9.	Факторы, влияющие на процесс глушения	269
4.9.1.	Тип поступающего флюида	270
4.9.2.	Объем притока	275
4.9.3.	Увеличение плотности раствора для глушения скважины	275
4.9.4.	Изменения геометрии ствола скважины	278
4.10.	Порядок применения метода одной циркуляции	281
4.11.	Нетрадиционные методы управления скважиной	286
ГЛАВА 5. Породоразрушающий инструмент: долота шарошечные и с поликристаллическими алмазными резцами		288
5.1.	Введение	288
5.2.	Шарошечные буровые долота	288
5.2.1.	Конструкция шарошечного долота	289
5.2.2.	Компоненты шарошечного долота	303
5.2.3.	Конструкции шарошечных долот специального назначения	310
5.2.4.	Номенклатура шарошечных долот	311
5.3.	Буровые долота с поликристаллическими алмазными резцами (PDC)	313
5.3.1.	Поликристаллические алмазные материалы и конструкция долота	313
5.3.2.	Базовые принципы проектирования долот PDC	317
5.3.3.	Профиль долота PDC	321

5.3.4. Конструкция резца	323
5.3.5. Специальные конструкции долот	326
5.3.6. Классификация IADC (Международной ассоциации буровых подрядчиков) долот PDC	331
5.3.7. Система классификации IADC износа долот	333
5.3.8. Гидравлика долота	340
5.3.9. Экономичность долот	341
5.3.10. Подбор долота и методы эксплуатации	344
ГЛАВА 6. Направленное бурение	347
6.1. Введение	347
6.1.1. Сферы применения	347
6.2. Профили направленных скважин	348
6.2.1. Верхний участок ствола скважины	348
6.2.2. Участок в перекрывающих породах	349
6.2.3. Участок в продуктивном пласте	351
6.2.4. Горизонтальные скважины	352
6.2.5. Многоствольные скважины	354
6.2.6. Скважины с большим отходом от вертикали	354
6.2.7. Скважины сложного профиля	356
6.3. Инклинометрия	356
6.3.1. Измерительные приборы	358
6.3.2. Методы вычислений	362
6.3.3. Источники погрешностей при инклинометрии	363
6.3.4. Погрешность определения положения скважины	366
6.3.5. Контроль качества исследования	367
6.4. Конструкция КНБК для направленного бурения	367
6.4.1. Конструктивные принципы. Отклоняющая сила и угол перекоса долота	367
6.4.2. Роторные компоновки	368
6.4.3. Отклоняющие инструменты	370
ГЛАВА 7. Проектирование обсадной колонны	380
7.1. Введение	380
7.2. Обсадная колонна	380
7.2.1. Обсадные колонны	380
7.3. Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ)	382
7.4. Технические характеристики обсадной и насосно-компрессорной колонн	383
7.5. Прочность труб	384
7.5.1. Механические свойства	384
7.6. Соединения по стандартам API	396

7.6.1. Предельно допустимое внутреннее давление в муфте бурового замка	396
7.6.2. Прочность соединения обсадных труб с круглой резьбой . . .	398
7.6.3. Прочность соединений обсадных труб с трапецеидальной резьбой типа «Батресс»	398
7.6.4. Прочность соединений безмуфтовых обсадных труб	399
7.6.5. Соединения специального назначения	400
7.7. Повреждения соединений	401
7.8. Конструктивные ограничения соединений	402
7.9. Продольный изгиб обсадной колонны и НКТ	402
7.9.1. Введение	402
7.9.2. Продольный изгиб обсадной колонны в нефтепромысловых работах	403
7.9.3. Продольный изгиб колонны НКТ в нефтепромысловых работах	403
7.9.4. Модели и зависимости продольного изгиба	404
7.9.5. Соотношения для максимального резкого искривления при продольном изгибе	406
7.9.6. Соотношения для изгибающего момента и изгибающего напряжения	407
7.9.7. Соотношения для деформации при продольном изгибе и для изменения длины	407
7.9.8. Соотношения для контактной силы	408
7.9.9. Примеры расчетов продольного изгиба	408
7.10. Нагрузки на обсадные и насосно-компрессорные колонны	411
7.11. Внешние барические нагрузки	412
7.11.1. Распределения давления	412
7.12. Внутренние барические нагрузки	413
7.12.1. Распределения давления	413
7.13. Механические нагрузки	417
7.13.1. Изменения осевой нагрузки	417
7.13.2. Осевая нагрузка: спуск в скважину	418
7.13.3. Осевая нагрузка: сверхнатяжение при спуске	418
7.13.4. Осевая нагрузка: давление «Стоп»	418
7.13.5. Осевая нагрузка: прочие схемы	419
7.13.6. Осевая нагрузка: ударные нагрузки	419
7.13.7. Осевая нагрузка: эксплуатационные нагрузки	419
7.13.8. Осевая нагрузка: изгибающие нагрузки	420
7.14. Тепловые нагрузки и влияние температуры	420
7.14.1. Влияние температуры на проектирование трубных колонн .	420
7.15. Проектирование обсадной колонны	421
7.16. Цели проектирования	421

7.17. Метод проектирования	422
7.17.1. Этапы процесса проектирования	422
7.18. Необходимые сведения	422
7.19. Эскизное проектирование	423
7.19.1. Программа промывки скважины	423
7.19.2. Диаметры ствола скважины и труб	423
7.20. Рабочее проектирование	430
7.20.1. Схемы нагрузки	430
7.20.2. Расчетные коэффициенты	430
7.20.3. Прочие соображения	430
7.21. Примеры проектировочных расчетов	431
7.22. Заканчивание скважин в Арктике	434
7.22.1. Внутреннее повторное замерзание	435
7.22.2. Цементирование интервалов залегания ММП	435
7.22.3. Внешнее повторное замерзание	437
7.22.4. Оседание при оттаивании	439
7.23. Проектирование обсадной колонны, основанное на оценке рисков	440
7.23.1. Введение	440
7.23.2. Теория	441
7.23.3. Проектирование по рабочим напряжениям	442
7.23.4. Основанные на надежности подходы к проектированию	443
7.24. Критика методов проектирования, основанных на оценке рисков	447
ГЛАВА 8. Обзор устьевого оборудования	457
8.1. Бурение скважины на суше	457
8.1.1. Удержание давления	457
8.1.2. Колонные подвески	461
8.1.3. Герметизация кольцевого пространства	463
8.1.4. Доступ к затрубному пространству	464
8.1.5. Спецификации на материалы изделий	465
8.2. Бурение скважины на шельфе с самоподъемной буровой установ- ки с использованием оборудования донной подвески обсадных ко- лонн	465
8.2.1. Донные подвески	465
8.2.2. Временная консервация скважины	471
8.2.3. Повторное подсоединение к скважине	471
8.3. Моноблочная колонная головка	473
8.3.1. Резьбовые (мандрельные) подвески обсадных колонн	473
8.3.2. Уплотнительный узел	475
8.4. Бурение скважин с подводным расположением устьевого оборудо- вания	476
8.4.1. Направляющее основание для бурения	478

8.4.2. Корпус низкого давления	478
8.4.3. Корпус высокого давления	478
8.4.4. Колонные подвески	479
8.4.5. Уплотнительный узел с герметизацией типа металл–металл для затрубного пространства	481
8.4.6. Предохранительные втулки и сменные вкладыши	482
8.4.7. Приспособления для спуска и проверки	482
8.5. Подводные системы колонной головки большого диаметра	484
8.6. Заключение	487
ГЛАВА 9. Цементирование	490
9.1. Цементировочные работы	490
9.2. Параметры скважины	491
9.2.1. Глубина	491
9.2.2. Геометрия ствола скважины	491
9.2.3. Температура	492
9.2.4. Пластовые давления	493
9.2.5. Характеристики пластов	494
9.3. Проектирование способа цементирования	494
9.3.1. Первичное цементирование	494
9.3.2. Цементирование через трубу или обсадную колонну (пря- мое цементирование)	494
9.3.3. Ступенчатое цементирование	494
9.3.4. Цементирование через внутреннюю колонну	495
9.3.5. Цементирование затрубного пространства	496
9.3.6. Обратное цементирование	496
9.3.7. Цементирование с задержкой схватывания	496
9.3.8. Цементирование нескольких колонн	497
9.3.9. Цементирование скважин с высоким давлением/высокой температурой	498
9.4. Ремонтно-изоляционные работы	499
9.4.1. Нагнетание цемента под давлением	499
9.4.2. Методы	500
9.4.3. Цементный мост	502
9.4.4. Методы цементирования	504
9.5. Подготовка ствола скважины	507
9.5.1. Степень центрирования	507
9.5.2. Обработка для улучшения циркуляции	507
9.5.3. Буферные и промывочные жидкости	509
9.5.4. Время контакта	510
9.5.5. Проектирование и анализ промывочной пачки	511
9.6. Состав цемента	511

9.6.1. Производство цемента	511
9.6.2. Классификация цемента	513
9.6.3. Классификация Американского нефтяного института (API)	514
9.6.4. Свойства цемента по спецификациям API	515
9.6.5. Специальные цементы	519
9.6.6. Пуццолановые цементы	519
9.6.7. Известково-пуццолановые цементы	520
9.6.8. Гипсовые цементы	520
9.6.9. Микрозернистые цементы	520
9.6.10. Расширяющиеся цементы	520
9.6.11. Кальциево-алюминатные цементы	521
9.6.12. Латекс-цемент	521
9.6.13. Цемент для многолетнемерзлых пород	521
9.6.14. Цементы с добавлением смол и пластичные цементы	522
9.6.15. Цементы, стойкие к диоксиду углерода (CO ₂)	522
9.7. Гидратация цемента	522
9.7.1. Гидратация чистых минеральных фаз	523
9.7.2. Гидратация фаз цемента	524
9.7.3. Влияние температуры на гидратацию	526
9.7.4. Сульфатная агрессия	527
9.8. Проектирование цементных растворов	527
9.9. Добавки	533
9.9.1. Ускорители	533
9.9.2. Замедлители	534
9.9.3. Понизители плотности/наполнители	537
9.9.4. Пуццолановые наполнители	539
9.9.5. Химические наполнители	542
9.9.6. Аэрированный цемент	542
9.9.7. Утяжелители	543
9.9.8. Дисперсанты	544
9.9.9. Добавки для понижения водоотдачи	545
9.10. Нерастворимые в воде материалы	546
9.10.1. Бентонит	546
9.11. Растворимые в воде материалы	548
9.11.1. Производные целлюлозы	548
9.11.2. Синтетические полимеры	548
9.11.3. Добавки для борьбы с поглощением	548
9.11.4. Ингибиторы снижения прочности	550
9.11.5. Регулирование содержания свободной воды	550
9.11.6. Расширяющиеся цементы	551
9.11.7. Разные добавки	552
9.11.8. Пеногасители	552

9.11.9. Добавки для уменьшения влияния загрязнителей из бурового раствора	553
9.11.10. Радиоактивные индикаторы	553
9.11.11. Красители	554
9.11.12. Волокна	554
9.12. Тестирование разработанного цементного раствора	554
9.12.1. Проверка эксплуатационных характеристик	554
9.12.2. Диагностические испытания	555
9.13. Оборудование для цементирования	556
9.13.1. Оборудование с обратными клапанами	556
9.13.2. Цементировочные головки	559
9.13.3. Цементировочные пробки	561
9.13.4. Муфты ступенчатого цементирования	564
9.13.5. Центраторы обсадной колонны	566
9.13.6. Скребки	570
9.13.7. Специальное оборудование	570
9.13.8. Насосное оборудование	572
9.13.9. Приготовление цементной смеси	574
ГЛАВА 10. Осложнения при бурении и их ликвидация	581
10.1. Введение	581
10.2. Прихват бурильной или обсадной колонны	581
10.2.1. Прихват трубы под действием дифференциального давления	582
10.2.2. Механический прихват трубы	584
10.3. Потеря циркуляции	587
10.3.1. Определение	587
10.3.2. Зоны потери циркуляции и причины поглощений	587
10.3.3. Предотвращение поглощений	589
10.3.4. Меры по ликвидации поглощений	589
10.4. Отклонение ствола скважины от проектной траектории	590
10.4.1. Определение	590
10.4.2. Причины	590
10.5. Нарушение целостности бурильной колонны	591
10.5.1. Обрыв (отворот) вследствие скручивания	591
10.5.2. Обрыв вследствие растяжения	591
10.5.3. Смятие и разрыв	592
10.5.4. Усталость	592
10.5.5. Предотвращение разрушения трубы	592
10.6. Неустойчивость ствола скважины	593
10.6.1. Определение и причины	593
10.6.2. Типы неустойчивости и связанные с этим проблемы	593
10.6.3. Основные причины неустойчивости ствола скважины	594

10.6.4. Причины механического разрушения породы	594
10.6.5. Неустойчивость глинистых сланцев	595
10.6.6. Анализ устойчивости ствола скважины	596
10.6.7. Предотвращение потери устойчивости ствола скважины . .	597
10.7. Загрязнение бурового раствора	597
10.7.1. Определение	597
10.7.2. Распространенные типы загрязнений, их источники и ме- тоды обработки	597
10.8. Повреждение продуктивного пласта	599
10.8.1. Введение	599
10.8.2. Скважинные флюиды	599
10.8.3. Механизмы повреждения	600
10.9. Очистка ствола скважины	602
10.9.1. Введение	602
10.9.2. Факторы очистки ствола скважины	603
10.10. Присутствие сероводорода в пластовом флюиде и газ, поступаю- щий с небольших глубин	606
10.11. Проблемы, связанные с оборудованием и персоналом	606
10.11.1. Оборудование	606
10.11.2. Персонал	606
ГЛАВА 11. Введение в проектирование скважин	612
11.1. Проектирование скважин	612
11.1.1. Задача	612
11.1.2. Классификация типов скважин	615
11.1.3. Пластовое давление	615
11.1.4. Затраты на проектирование	616
11.1.5. Обзор процесса проектирования	617
11.2. Сбор данных	618
11.2.1. Выбор соседних похожих скважин	618
11.2.2. Источники данных	622
11.2.3. Журнал использования буровых долот	623
11.2.4. Журнал использования буровых растворов	628
11.2.5. Отчеты МАБП	630
11.2.6. Скаутские листки	630
11.2.7. Результаты исследований по буровому раствору	630
11.2.8. Каротажные диаграммы	632
11.2.9. История добычи с начала разработки месторождения	633
11.2.10. Сейсморазведка	634
11.3. Выбор глубины спуска обсадной колонны	634
11.3.1. Типы обсадных колонн и НКТ	634
11.3.2. Методики расчета глубины спуска обсадных колонн	637

11.4. Выбор диаметральных размеров скважины	649
11.4.1. Общие методики проектирования	651
11.4.2. Проблемы подбора диаметра	653
11.4.3. Выбор диаметра обсадных колонн и долот	657
11.4.4. Стандартные сочетания долот и обсадных труб	659
11.5. Подготовка санкционирования расходов	661
11.5.1. График бурения	662
11.5.2. Категории затрат времени	665
11.5.3. Факторы, влияющие на время	665
11.5.4. Стоимостные категории	667
11.5.5. Материальные и нематериальные затраты	668
11.5.6. Подготовка площадки	669
11.5.7. Буровая установка и инструменты	673
11.5.8. Буровые растворы	679
11.5.9. Арендуемое оборудование	681
11.5.10. Цементирование	684
11.5.11. Вспомогательные услуги	686
11.5.12. Транспортировка	690
11.5.13. Контроль и управление	691
11.5.14. Трубы	692
11.5.15. Устьевое оборудование	694
11.5.16. Оборудование для заканчивания	694
ГЛАВА 12. Бурение на депрессии	697
12.1. Бурение на депрессии	697
12.1.1. Бурение с небольшой репрессией	699
12.1.2. Цели бурения на депрессии	700
12.1.3. Система классификации для бурения на депрессии	701
12.1.4. Выбор подходящего коллектора для бурения на депрессии	703
12.1.5. Проблемы выбора коллектора	704
12.1.6. Экономические ограничения	704
12.1.7. Расходы, связанные с бурением на депрессии	704
12.1.8. Исследования пластов-коллекторов	707
12.1.9. Проектирование работ по бурению на депрессии	708
12.1.10. Требования по забойному давлению	708
12.2. Системы буровых растворов	708
12.2.1. Газообразные смеси	709
12.2.2. Аэрозольные системы	710
12.2.3. Пенные системы	710
12.2.4. Газированные системы	712
12.2.5. Однофазные растворы	712
12.2.6. Соотношение газа и жидкости	712

12.2.7. Газлифтные системы	712
12.2.8. Впрыск в бурильную колонну	713
12.2.9. Впрыск в затрубное пространство	715
12.2.10. Впрыск газа через специальную колонну	717
12.2.11. Гидравлические расчеты	717
12.2.12. Режимы течения	717
12.2.13. Расчет циркуляции	719
12.2.14. Забойное давление в затрубном пространстве и расход на- гнетаемого газа	721
12.2.15. Стабильность забойного давления	723
12.2.16. Очистка ствола скважины	726
12.2.17. Приток из коллектора	727
12.3. Скважинное оборудование для бурения на депрессии	728
12.3.1. Датчики измерения давления во время бурения	728
12.3.2. Традиционные инструменты для измерений во время бу- рения при бурении на депрессии	728
12.3.3. Электромагнитное определение параметров во время буре- ния	729
12.3.4. Обратные клапаны	729
12.3.5. Раскрываемые клапаны	730
12.3.6. Наземное оборудование для бурения на депрессии	731
12.3.7. Заканчивание пробуренных на депрессии скважин	743
12.3.8. Капитальный ремонт пробуренной на депрессии скважины	745
12.3.9. Пробуренные на депрессии многоствольные скважины	747
12.3.10. Проблемы техники безопасности и охраны окружающей среды	750
12.3.11. Ограничения	752
12.3.12. Обучение персонала для бурения на депрессии	753
12.3.13. Персонал	753
12.3.14. Рентабельность	754
ГЛАВА 13. Новые технологии в бурении	761
13.1. Введение	761
13.2. Море	762
13.2.1. Буровые системы двойного градиента	762
13.3. Суша	769
13.3.1. Расширяющиеся трубы (профильные перекрыватели)	769
13.3.2. Бурение на обсадных трубах	770
13.3.3. Глубокое бурение твердых пород	771
13.4. Материалы	775
13.4.1. Смоляные композиты	776
13.4.2. Металлические композиты	777

13.5. Микросистемы	779
13.5.1. Оптоволоконные устройства	779
13.5.2. Микробурение	780
13.6. Буровые проекты, финансируемые из федерального бюджета	781
ГЛАВА 14. Морские буровые установки	785
14.1. Введение	785
14.2. История и развитие	786
14.3. Типы, конструкции и возможности буровых установок	803
14.3.1. Буровые установки со стационарными платформами	803
14.3.2. Бурение с помощью судов обеспечения	806
14.3.3. Традиционные буровые установки, смонтированные на ко- раблях и баржах	807
14.3.4. Погружные установки	809
14.3.5. Самоподъемные установки	810
14.3.6. Полупогружная буровая установка	815
14.3.7. Сверхглубоководные установки	824
14.4. Прочие соображения	827
14.4.1. Мобилизация и место бурения	827
14.4.2. Оснащение оборудованием и возможности	830
14.4.3. Подводное оборудование, позиционирование и управление	834
14.4.4. Работы в скважине и дистанционно управляемые аппараты	844
14.4.5. Бригады и управление буровой установкой	847
14.4.6. Охрана труда, промышленная и общая безопасность и охра- на окружающей среды	850
14.5. Классификация, регистрация и регулирование	853
14.6. Отношения между буровым подрядчиком и оператором	856
14.7. Подбор подходящей для задачи установки	858
14.8. Будущее	863
ГЛАВА 15. Сбор данных о бурении	869
15.1. Введение	869
15.2. Датчики, установленные на поверхности	869
15.2.1. Датчики контроля глубины	869
15.2.2. Датчики контроля расхода бурового раствора на входе в скважину	870
15.2.3. Датчики контроля давления	870
15.2.4. Датчик контроля расхода бурового раствора на выходе из скважины	872
15.2.5. Датчики контроля процесса бурения	872
15.2.6. Датчик контроля уровня раствора в емкостях	874
15.2.7. Датчики обнаружения газа	874

15.2.8. Дополнительные датчики	876
15.3. Применение измерений параметров и каротажа во время бурения .	877
15.3.1. Введение	877
15.3.2. MWD	877
15.3.3. LWD	885
15.3.4. Опробование пласта во время бурения	901
15.4. Управление данными бурения и отчетность	903
15.4.1. Обзор	903
15.4.2. Промысловые программные системы	904
15.4.3. Не вводите дважды! Польза интеграции	907
15.4.4. Ценность данных	908
15.4.5. Системы управления данными	912
15.4.6. Ключевые особенности и функции систем управления дан- ными проекта	912
ГЛАВА 16. Внутрискважинные и буровые работы с использованием гиб- ких труб	925
16.1. Зарождение технологии гибких труб (ГТ)	925
16.2. Современная технология гибких труб (ГТ)	927
16.3. Конструкция колтюбингового оборудования	930
16.3.1. Инжектор для ГТ	931
16.3.2. Барабан	936
16.3.3. Основной двигатель	940
16.3.4. Пульта управления	942
16.3.5. Оборудование управления и контроля	942
16.3.6. Соединения ГТ со скважинными инструментами	944
16.3.7. Блок противовыбросовых превенторов	948
16.4. Гибкие трубы	950
16.4.1. Конструкция колонны со стенкой переменной толщины . .	951
16.5. Эксплуатационные характеристики ГТ	952
16.5.1. Описание усталости	953
16.5.2. «Циклическое размягчение» материала ГТ	958
16.5.3. Увеличение диаметра	961
16.5.4. Дифференциальное утончение стенок	963
16.5.5. Увеличение длины трубы	964
16.5.6. Механические повреждения	965
16.5.7. Волнистость поверхности	966
16.6. Широко применяемые методы ограничения условий появления усталости из-за циклического изгиба	967
16.6.1. Метод «спускаемых метров»	967
16.6.2. «Рейсовый» или «эмпирический» метод	968
16.6.3. «Теоретический» метод	969

16.7. Управление ГТ	972
16.7.1. Влияние усталости из-за циклического нагружения на сварные швы	973
16.8. Области применения ГНКТ	975
16.9. Бурение на гибких трубах	981
16.9.1. Введение	981
16.9.2. Краткая история	983
16.9.3. Новая эра в бурении на ГТ	985
16.9.4. Преимущества бурения на ГТ	986
16.9.5. Недостатки методов бурения на ГТ	987
16.9.6. Общий обзор оборудования для бурения на ГТ	990
16.9.7. Рекомендации для успешного применения технологии бу- рения на ГТ	994
16.9.8. Разрабатываемые инструменты, методы и оборудование для бурения на ГТ	997
Предметный указатель	1002

От редакционного совета серии

Среди книг, как и среди людей,
можно попасть в хорошее
и дурное общество.
К. Гельвеций

Дорогой читатель!

Второй том Справочника инженера-нефтяника посвящен теме строительства скважин. Эту книгу можно смело отнести к «хорошему обществу». Авторам удалось действительно по-новому осветить технологию бурения, представив целостную картину сложнейшего технологического процесса. Настоящая монография объединяет в себе не только фундаментальные знания по всем направлениям строительства скважин, но и мировой опыт самых последних лет. При этом охватывается широчайший круг вопросов: от геомеханики пород до бурения на обсадных трубах и проведения технологических операций на колтюбинге. Здесь довольно подробно описаны конструктивные особенности долот PDC, современного устьевого оборудования, раскрыта тема морского бурения. Это издание можно назвать кратким учебным курсом, включающим в себя всю инжиниринговую составляющую столь сложного процесса, как строительство скважин, и позволяющим всецело осознать, с чего бурение начинается и чем оно заканчивается. Книга наполнена материалом, взятым из реальной жизни, и предлагаемые практики — это опробованные в работе решения. Каждая глава несет в себе только необходимую информацию, что позволяет быстро найти ответ на интересующий вопрос.

Я с уверенностью постоянного пользователя могу заверить, что эта книга станет Вашим надежным спутником и настоящим помощником, как в каждодневной оперативной работе, так и при разработке новых технических решений.

Удачи Вам!

Начальник Департамента бурения и ВСП
ОАО «Газпром нефть»

А. Н. Говзич

Введение

Вы держите в своих руках самую первую книгу по технологии бурения из *Справочника инженера-нефтяника* Общества инженеров-нефтяников (*SPE*). Цель настоящей книги состоит в том, чтобы дать хорошую краткую характеристику уровня развития технологии бурения на начало XXI века.

Очевидно, история бурения скважин насчитывает тысячелетия. История «научного» (или научно обоснованного) бурения нефтяных скважин берет свое начало с конца Второй мировой войны. Наверное, в том числе на это указывает то, что тогда как нефтяное подразделение в Американском институте горных инженеров, инженеров-металлургов и инженеров-нефтяников (*American Inst. Of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, AIME*) было учреждено еще в 1922 г., самостоятельным направлением оно стало лишь в 1948 г. Первым сборником нефтяного подразделения, переизданным в 1953 г. в рамках *SPE*, стала книга «*Transactions of the AIME, Petroleum Development and Technology*» (Труды *AIME*. Технологии разработки нефтяных месторождений) (том 198). В эту книгу вошло всего семь работ, в которых рассматривались вопросы бурения и заканчивания скважин, они составили сравнительно небольшую часть книги из 344 страниц.

Первая волна научного бурения пришлась на эпоху логарифмических линеек и ручных вычислений. Некоторые источники дают представление о технологическом уровне той эпохи; в работе «Разработки в нефтяном деле (*Developments in Petroleum Engineering*)» Артура Либински (1987) дается хороший обзор инженерно-механических аспектов бурения, а работа У. Ф. Роджерса «Состав и свойства растворов для бурения нефтяных скважин (*Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids*)» (первое издание) дает хорошую картину состояния знаний о скважинной гидравлике в 1948 г. Технологии той эпохи состояли из сравнительно простых, но эффективных моделей очень сложных явлений. Бывший президент *SPE* Клод Хокотт как-то сказал, что вычисления, которые нельзя уместить на листе блокнота, не могут быть полезны, и для той эпохи это было верно. Сегодня утомительные вычисления по этим простым формулам с использованием логарифмической линейки являются сомнительным удовольствием.

Следующая волна научного бурения была ознаменована внедрением электронных вычислительных машин, начиная с 1970 г. Молодые инженеры, для которых работа на примитивных компьютерах составляла часть обучения в вузе, были теперь готовы опровергнуть правило блокнотного листа Хокотта и погрузиться во все сложности явления бурения. В качестве примера революции в науке

можно рассмотреть «Труды Общества инженеров-нефтяников» 1980 г. (том 269) (обратите внимание на изменившееся название!). Объем книги почти удвоился, до 629 страниц, а число работ, касающихся вопросов бурения и заканчивания, выросло десятикратно. Учебник А. Т. Бургойна и др. дает хороший обзор достижений науки к 1984 г., давая возможность ощутить уровень технологий той эпохи.

Сейчас у нас начинается третья волна научного бурения. Времена инноваций в компьютерных методах близятся к своему закату, и начинается период оценки и закрепления. Информатика и численный анализ сегодня достигли намного более высокого уровня точности и совершенства, чем в 1970-х, и многие технологические разработки той эпохи можно было бы пересмотреть в свете последних методов. Кроме того, мы все понимаем, что компьютеры способны на гораздо большее, чем просто обычные вычисления. При том, что мы можем предвосхитить некоторые подобные разработки, я подозреваю, что выяснится, что мы мыслили слишком мелко.

Занимаясь подобной работой, редактор быстро осознает междисциплинарный характер современных процессов бурения и недостатки собственного владения большинством этих дисциплин. Я хотел бы выразить благодарность авторам этого тома, сделавших куда больше, чем от них требовало чувство долга при небольшом финансовом вознаграждении, но, возможно, проделавших этот большой труд с некоторой славой первопроходцев. Также я хотел бы поблагодарить Джеймса Бобо за то, что он дал начало этой большой работе, и за наставления в начале процесса. Я также благодарен главному редактору Ларри У. Лейку за то, что он предложил мне эту работу и не дал возможности отказаться.

Роберт Ф. Митчелл

ГЛАВА 1

Геомеханика пород при бурении скважин

Дэн Моос, GeoMechanics Intl. Inc.

1.1. Введение

На заре разработки нефтяных месторождений скважины бурились преимущественно на суше на умеренные глубины и со сравнительно небольшими горизонтальными смещениями, а эмпирическое понимание влияния геологических сил и свойств горных пород на выбор режима бурения было весьма ограниченным. Подходящие режимы определялись путем проб и ошибок (порой масштабных и дорогостоящих). Опираясь на полученный опыт бурения в локальных условиях, можно было бурить новые скважины с достаточной степенью уверенности в безопасности и экономической успешности дальнейшей разработки месторождения. Однако технологии, успешные на одном месторождении, не обязательно оказывались удачны на других месторождениях, и поэтому процесс познания методом проб и ошибок часто приходилось повторять.

Так как скважины стали дороже и сложнее, как по геометрии (отход и протяженность), так и по режимам бурения на большой глубине, при высоких температурах, высоком поровом давлении и напряжениях, стало ясно, что экономическую рентабельность разработки месторождения можно обеспечить только при понимании геологии и тектоники, на основании которых будет планироваться промысловая деятельность. Помимо этого, экологические и социальные требования к инженерной деятельности обуславливают необходимость применения специально разработанных рецептур бурового раствора и технологий бурения. Разработка и применение таких решений критически зависят не только от понимания процессов, происходящих внутри Земли, а также от их влияния на выбор режима бурения. Изучением этих процессов, их взаимодействий и влияния на горные породы занимается геомеханика.

Этот том Справочника посвящен геомеханике пород при бурении скважин. Здесь рассматривается влияние геологии и тектоники на проектирование и успешность заканчивания нефтяных, газовых и геотермальных скважин, а также приводятся способы и методы описания природных процессов и рекомендации по смягчению вызванных ими эффектов. В первую очередь мы вкратце рассмотрим понятия напряжения и деформации, порового давления и эффективного напряжения. Продолжим кратким обзором тектоники и происхождения сил,

действующих в недрах Земли. Наша цель состоит не в исчерпывающем охвате данной темы, а в ознакомлении с нею читателя в объеме, достаточном для дальнейшего понимания излагаемого материала. Однако предмет будет достаточно освещен для обсуждения вопросов геомеханики со специалистами. Затем мы рассмотрим физические свойства горных пород, в том числе прочность. Вооружившись всем этим, мы сосредоточимся на вопросах, связанных с бурением, начиная с влияния напряжений регионального масштаба на локальные условия вокруг скважины.

После такого введения мы определим параметры, необходимые для разработки геомеханической модели месторождения, и рассмотрим различные методы измерения этих параметров и наложения на них ограничений. Разработанную таким образом геомеханическую модель можно использовать при проектировании скважин как часть целостного процесса, способствующего снижению затрат и повышению безопасности.

1.2. Напряжение, поровое давление и эффективное напряжение

1.2.1. Тектонические напряжения. Действующие в недрах Земли силы количественно характеризуются с помощью тензора напряжений, отдельные компоненты которого — это усилия (с размерностью силы на единицу площади), действующие в направлении, перпендикулярном или параллельном трем плоскостям, которые, в свою очередь, ортогональны друг другу. Нормали к трем ортогональным плоскостям задают декартову систему координат (x_1, x_2, x_3) . У тензора напряжений девять компонент, у каждой из которых есть направление и величина (см. **рис. 1.1а**). Три из указанных компонент — это нормальные напряжения, усилие от которых прикладывается перпендикулярно плоскости (например, S_{11} — это составляющая напряжения, действующая по нормали к плоскости, перпендикулярной оси x_1); другие шесть — это касательные напряжения, у которых сила прикладывается вдоль плоскости в определенном направлении (например, S_{12} — это сила, действующая в направлении x_2 , вдоль плоскости, перпендикулярной оси x_1). Во всех случаях $S_{ij} = S_{ji}$, что сокращает количество независимых компонент напряжений до шести.

Для каждой точки существует определенная ориентация осей напряжений, при которой все компоненты касательных напряжений равны нулю; направления этих осей являются «направлениями главных напряжений». Напряжения, действующие вдоль осей главных напряжений, называются главными напряжениями. Модули главных напряжений S_1 , S_2 и S_3 соответствуют наибольшему главному напряжению, среднему главному напряжению и наименьшему главному напряжению. Координатные преобразования между тензором главных напряжений и любым другим произвольно ориентированным тензором напряжений выполняются с помощью тензорных вращений.

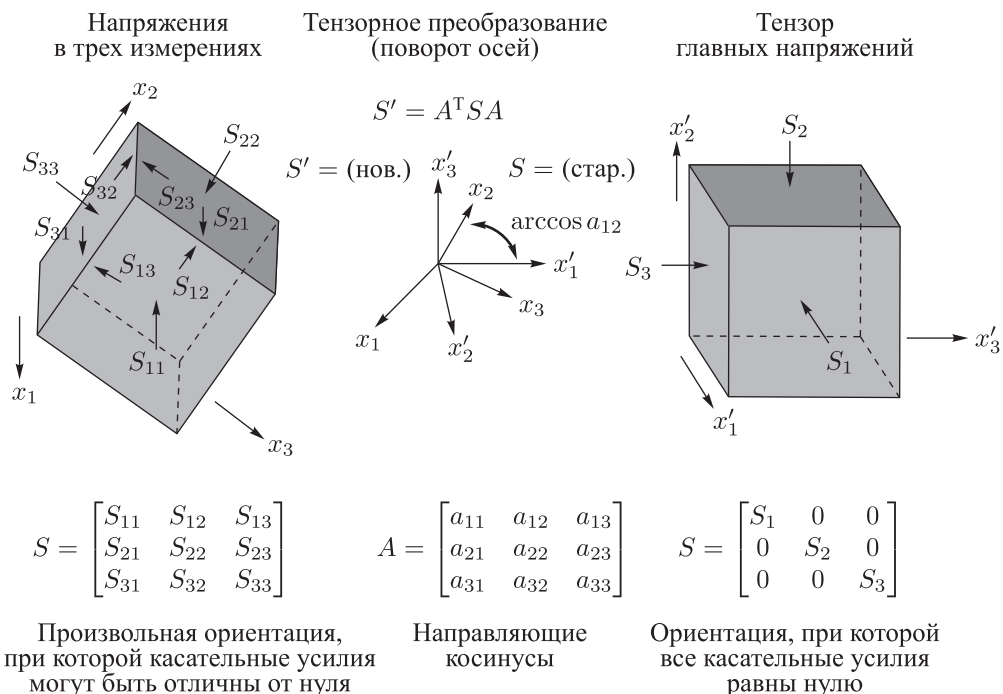


Рис. 1.1а. Определение тензора напряжений в декартовых координатах, тензорное преобразование через направляющие косинусы, оси главных напряжений (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

Установлено, что в большинстве регионов мира на глубинах работы бурового долота напряжение, действующее по вертикали на горизонтальную плоскость (и определяемое как вертикальное напряжение, S_v), является главным напряжением. При этом два других главных напряжения обязательно действуют в горизонтальной плоскости. Так как эти горизонтальные напряжения почти всегда разные по величине, их обозначают как наибольшее горизонтальное напряжение, $S_{H\max}$, и наименьшее горизонтальное напряжение, $S_{H\min}$ (рис. 1.1б).

К процессам, определяющим поле напряжений пласта, относятся тектонические силы движения плит и гравитационное нагружение (см. табл. 1.1). Движущие силы плит приводят в движение литосферные плиты, формирующие земную кору. К силам гравитационного нагружения относятся топографические нагрузки и нагрузки из-за неравномерной плотности пород по простиранию, а также эффект плавучести литосферных плит. Они изменяются под действием таких локальных процессов, как вулканизм, землетрясения (смещение разлома) и солевой диапиризм. Локальные изменения напряжений могут также происходить по причине деятельности человека, например, в результате горных работ, добычи или нагнетания флюидов. Так как наибольшие компоненты поля напряжений (гравитационное нагружение и движущие силы плит) действуют на больших площадях, ориентация и величина напряжений в коре примечательно однородны (рис. 1.2).

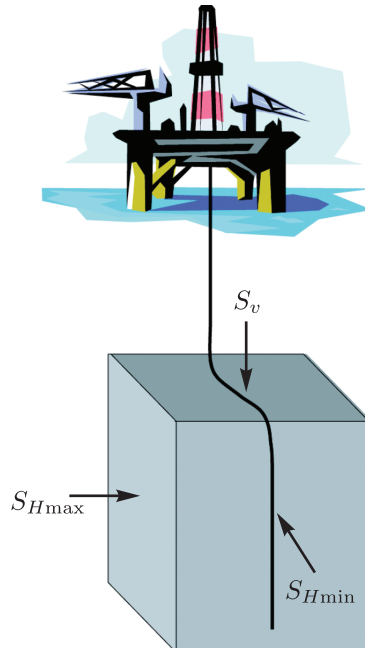


Рис. 1.16. Вертикальное (S_v) и горизонтальные максимальное и минимальное напряжения (S_{Hmax} и S_{Hmin}), которые обычно, но не обязательно, являются главными напряжениями (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

Однако для использования результатов геохимических анализов в бурении и разработке месторождений важно учитывать локальные возмущения (как природные, так и антропогенные) (рис. 1.3) [1].

1.2.2. Относительная величина главных напряжений в земной коре. Вертикальное напряжение может быть наибольшим, средним или наименьшим главным напряжением. В 1924 году Андерсон [2] разработал систему классификации для описания этих трех вариантов на основании типа сбросовых смещений (или разломов) в земной коре в каждом случае (табл. 1.2 и рис. 1.4). Нормальное смещение — то, при котором вертикальное напряжение является наибольшим. Если вертикальное напряжение является средним по величине, то это указывает на режим сдвигового смещения. Когда вертикальное напряжение — наименьшее из трех, тогда режим определяется как надвиг или взброс. Горизонтальные напряжения на заданной глубине будут наименьшими при режиме нормального смещения, средними — при сдвиговом смещении и наибольшими — при надвиге. Таким образом, ствол вертикальных скважин будет все менее устойчив при изменении режима смещения от нормального к сдвиговому и далее — к надвигу, и для бурения потребуются более тяжелые растворы.

1.2.3. Поровое давление. Поровое давление — это давление флюида, содержащегося в поровом пространстве горной породы на заданной глубине. В отсут-

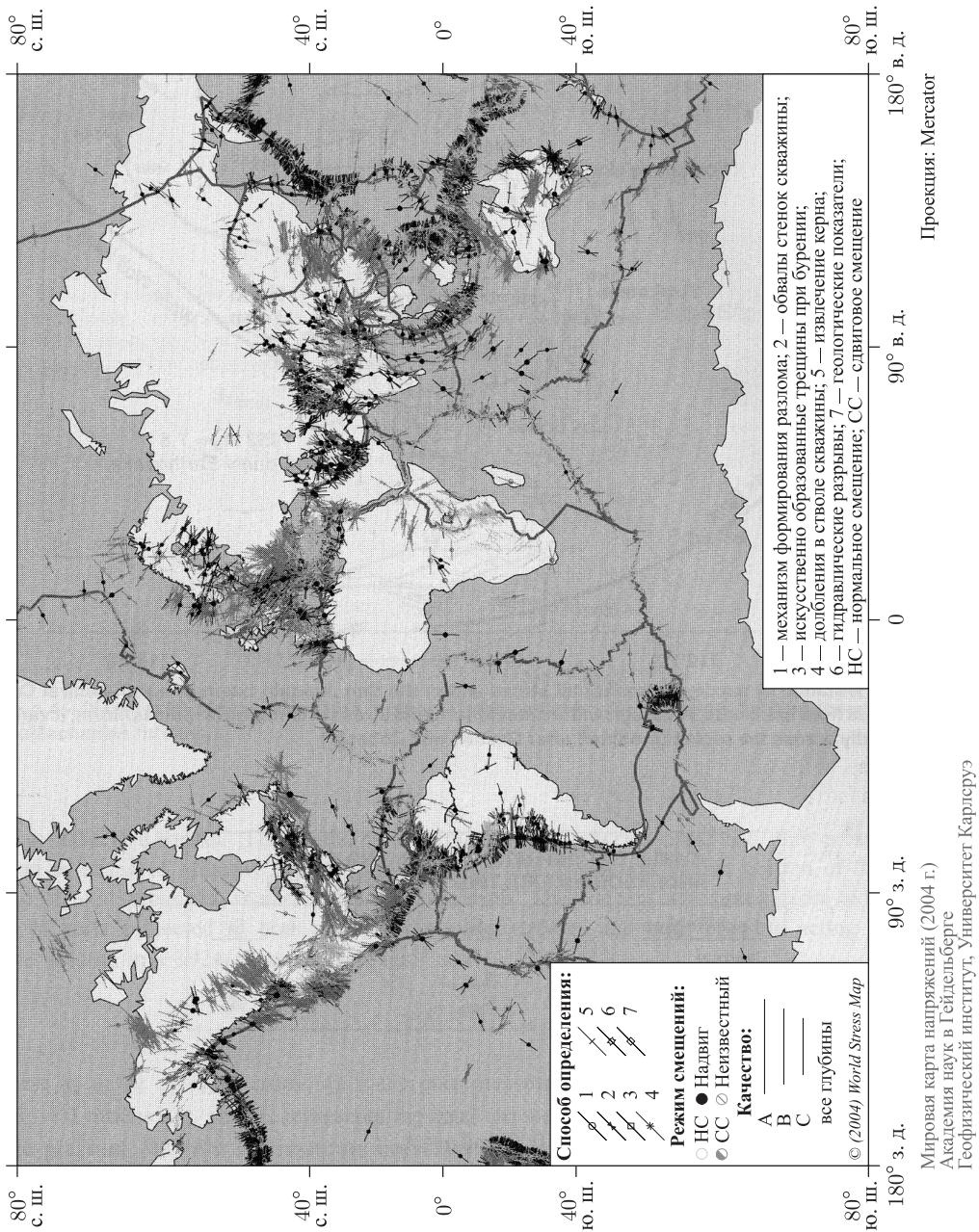


Рис. 1.2. На мировой карте напряжений показаны направления наибольших горизонтальных напряжений, S_{Hmax} , которые определялись посредством анализа обвалов в стволе скважины или последствий землетрясений. Также показаны границы основных тектонических платформ. Цветами обозначены относительные величины напряжений (светло-серый — нормальное смещение, серый — сдвиговое смещение, черный — надвиг). Рисунок получен с использованием программного обеспечения и данных, доступных на сайте Проекта Мировой карты напряжений

Таблица 1.1. Источники напряжений в недрах Земли

Движущие силы плит	Движущие силы плит обладают постоянством ориентации на больших площадях. Они обусловлены разнообразными эффектами: давление срединно-океанических хребтов; давление пластов, когда одна плита поддвигается под другую; силы трения на границах плит при их столкновении (например, в Тринидаде или Гималаях); силы, действующие вдоль трансформных разломов, когда плиты движутся по латерали друг к другу (например, разлом Сан-Андреас в Калифорнии); втягивание над зонами подвига плит (например, на северо-востоке Австралии).
Топографические нагрузки	Топографические нагрузки обусловлены крупными горными цепями, такими как канадские Скалистые горы или Гималаи, а также процессами, связанными с движением ледниковых щитов или изменением уровня моря. В эту категорию входят гравитационные нагрузки, связанные, например, с седиментационными процессами внутри бассейнов, или нагрузки на протяженных склонах внутри активных осадочных комплексов.
Эффект плавучести литосферных плит	Так как литосфера менее плотная, чем нижележащая астеносфера, она «плавает» на нижележащей материи, а накопление осадков и изменение по простиранию литосферных толщин или плотности приводят к развитию изгибающих сил.
Флексурные силы	Возникают из-за локализованных топографических нагрузок и сил, действующих на опускающиеся пласты в зонах поддвига плит.
Активные процессы	Землетрясения (скользящие сдвиги), вулканическая активность и солевой диапиризм являются примерами процессов, действие которых приводит к изменению локальных напряжений.

Таблица 1.2. Определения напряжений S_1 и S_3 для классификации смещений по Андерсону [2]

Режим смещения	S_1	S_3
Нормальный	S_v	$S_{H\min}$
Сдвиг	$S_{H\max}$	$S_{H\min}$
Надвиг	$S_{H\max}$	S_v

ствие каких-либо других процессов поровое давление просто равно весу вышезалегающих флюидов, точно так же, как полное вертикальное напряжение равно весу вышезалегающих флюидов и горных пород (**рис. 1.5**). Такое давление часто называют «гидростатическим давлением». Однако многие процессы могут привести к тому, что поровое давление будет отлично от гидростатического. К процессам, повышающим поровое давление, относятся недоуплотнение, вызванное быстрым погребением низкопроницаемых осадков, боковое сжатие, высвобождение флюидов из глинистых пород при нагреве и сжатии, расширение флюидов при нагреве, перепады плотности флюидов (эффекты центра масс и выталкивающей силы), а также нагнетание флюидов (например, заводнение). К процессам,

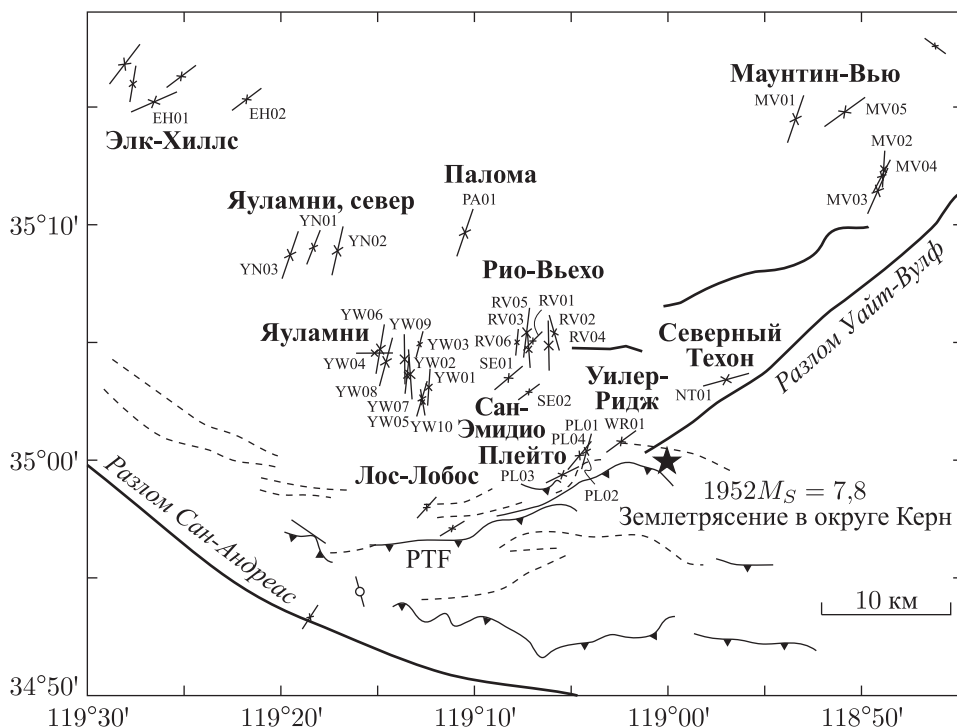


Рис. 1.3. Направления максимального горизонтального напряжения в бассейне Сан-Хоакин центральной части южной Калифорнии, полученные по данным анализа вывалов породы из стенок скважин. Хотя в пределах отдельных месторождений направления напряжений вполне однородны, в целом по региону для них характерны систематические изменения (по данным [1])

понижающим поровое давление, относятся усадка, разгрузка, расширение горной породы и истощение коллектора.

Так как поровое давление и горизонтальные напряжения взаимосвязаны, изменения порового давления также приводят к изменению напряжений. Поскольку точное взаимоотношение зависит от свойств коллектора, разумно предположить, что изменение горизонтального напряжения приблизительно равно двум третям изменения порового давления (см. уравнение (1.1) и **рис. 1.6**). Это приводит к значительному уменьшению давления гидроразрыва в истощенном коллекторе и увеличению горизонтального напряжения при повышении порового давления. Таким образом,

$$\Delta S_{H_{\max}} = \Delta S_{H_{\min}} = \alpha(1 - 2\nu)/(1 - \nu)\Delta P_p;$$

если

$$\nu = 0,25 \quad \text{и} \quad \alpha = 1,$$

то

$$\Delta S_{H_{\max}} = \Delta S_{H_{\min}} = 2/3\Delta P_p, \quad (1.1)$$

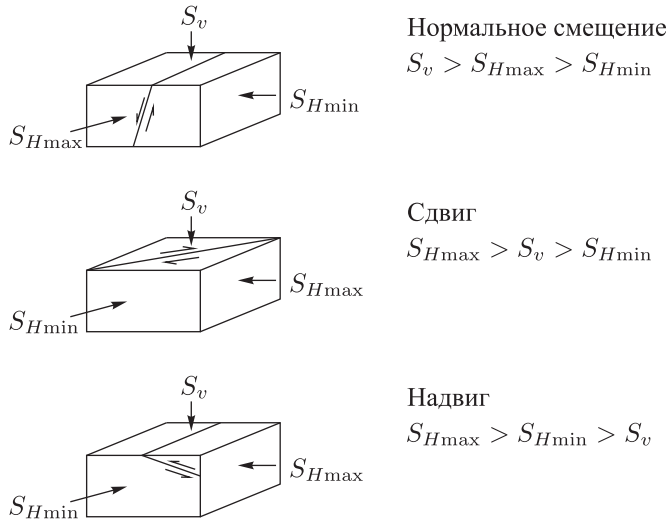


Рис. 1.4. Схема, иллюстрирующая три типа сбросовых смещений, на основе теории Андерсона [2] (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)



Рис. 1.5. Поровое давление в проницаемой породе под действием гидростатического давления (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

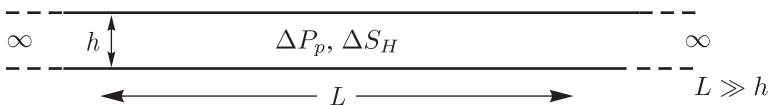


Рис. 1.6. В коллекторе бесконечной протяженности по простиранию, когда $L \gg h$, зависимость между изменением порового давления и совокупным изменением напряжения определяется уравнением (1.1) (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

где ν — коэффициент Пуассона, а $\alpha = (1 - K_{\text{скелета}}/K_{\text{зерен}})$ — коэффициент порупругости Био, который принимает значения от нуля у горных пород, таких же твердых, как и слагающие их минералы, до единицы у большинства осадков, которые намного мягче составляющих их минералов. Важно заметить, что формулу (1.1) нельзя использовать для расчета зависимости между поровым давлением и напряжением в недрах Земли, развивающимся на протяжении геологического времени, так как в этом случае не справедливы допущения, используемые для вывода уравнения.

1.2.4. Эффективное напряжение. Математическая зависимость между напряжением и поровым давлением определяется через эффективное напряжение. По сути, эффективное напряжение — это та часть внешней нагрузки полного напряжения, которую воспринимает сама горная порода. Терцаги в своей работе 1924 года впервые применил это понятие к поведению грунтов под воздействием как напряжений извне, так и порового давления, действующего внутри порового объема:

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - \delta_{ij}P_p, \quad (1.2)$$

где σ_{ij} — эффективное напряжение, P_p — поровое давление, δ_{ij} — символ Кронекера ($\delta_{ij} = 1$, если $i = j$, иначе $\delta_{ij} = 0$), а S_{ij} обозначает полные напряжения, определяемые без участия порового давления. Иногда необходимо использовать более точное уравнение эффективных напряжений в породе ($\sigma_{ij} = S_{ij} - \delta_{ij}\alpha P_p$, где α — коэффициент Био, изменяющийся от 0 до 1), тогда как для большинства коллекторов в общем случае достаточно просто положить $\alpha = 1$. Это сводит уравнение эффективных напряжений к его первоначальной форме (уравнение (1.2)). В разложенном виде уравнение эффективных напряжений Терцаги выглядит так:

$$\sigma_1 = S_1 - P_p,$$

$$\sigma_2 = S_2 - P_p$$

и

$$\sigma_3 = S_3 - P_p. \quad (1.3)$$

Понятие эффективного напряжения важно, так как из множества лабораторных опытов (и теории) хорошо известно, что такие свойства, как скорость распространения продольных волн, пористость, плотность, удельное электрическое сопротивление и прочность, являются функциями эффективного напряжения. Так как эти свойства изменяются в зависимости от эффективного напряжения, то эффективное напряжение можно определить с помощью измерения физических свойств, таких как скорость продольных волн и удельное электрическое сопротивление. Это лежит в основе большинства алгоритмов прогнозирования порового давления. В свою очередь, эффективное напряжение определяет силу трения разломов и проницаемость трещин.

1.2.5. Ограничения величины напряжений. Если бы горные породы обладали бесконечной прочностью и в них не было бы трещин, то напряжения в коре, теоретически, могли бы достигать любых значений. Однако разломы и трещины существуют во всех масштабах, и они будут смещаться, если разность напряжений станет слишком большой. Даже у цельной породы ограничена способность выдерживать разности напряжений. Эти ограничения можно использовать при построении геомеханической модели месторождения в отсутствие иных данных.

Ограничение напряжений вследствие сил трения. Одним из понятий, очень полезных при рассмотрении величины напряжений в недрах, являются силы трения в земной коре и связанное с этим наблюдение, что во многих регионах мира напряженное состояние в коре находится в равновесии с силами трения. Так как в земной коре широко распространены разломы и трещины, а плоскостные разрывы представлены во всевозможных масштабах и направлениях, амплитуда напряжений в недрах (в частности, разность величин максимального и минимального главных напряжений) ограничена силами трения в этих разрывах. На **рис. 1.7а** и **1.7б** дана схематическая иллюстрация. На **рис. 1.7а** показана серия произвольно ориентированных трещин и разрывов. Так как это двумерная иллюстрация (для простоты), схему проще рассматривать как карту вертикальных сдвиговых смещений. В таком случае именно разность между величина-

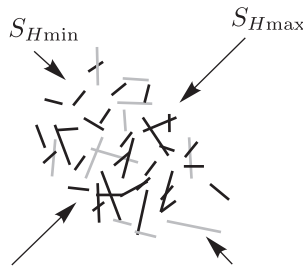


Рис. 1.7а. Карта схематических разломов и трещин. Трещины и разломы, показанные серым, ориентированы оптимально для смещения в текущем поле напряжений (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

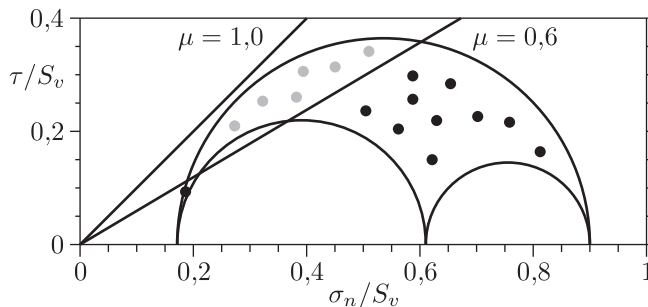


Рис. 1.7б. Диаграмма Мора показывает состояния для критически напряженных трещин и разломов при $0,6 < \mu < 1,0$ (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

ми $\sigma_{H\max} = (S_{H\max} - P_p)$ и $\sigma_{H\min} = (S_{H\min} - P_p)$ ограничена силами трения уже существующих разломов. Другими словами, с повышением $\sigma_{H\max}$ относительно $\sigma_{H\min}$ подмножество существующих разломов (показанных светлыми) начинает смещаться, как только превышены соответствующие силы сопротивления. Если это происходит, дальнейшее повышение напряжений невозможно, и это подмножество разломов оказывается под действием критических напряжений (то есть прямо на грани смещения). На рис. 1.7б проиллюстрирован случай, эквивалентный трехмерному, с использованием 3D-диаграммы Мора.

Силы сопротивления в трещинах можно описать законом Кулона, который утверждает, что смещение происходит, если отношение касательного напряжения к эффективному нормальному напряжению превышает коэффициент трения скольжения (то есть $\tau/\sigma_n = \mu$; см. **рис. 1.8**). Так как практически для всех пород (за исключением некоторых глинистых сланцев) $0,6 < \mu < 1,0$, то предельные значения эффективных напряжений несложно рассчитать с использованием упомянутого закона.

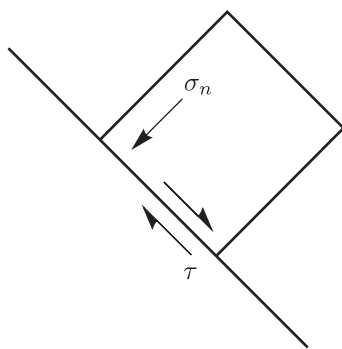


Рис. 1.8. Возможность сдвига ограничена отношением касательного напряжения (τ) к эффективному нормальному напряжению (σ_n) на плоскости сдвига, аналогично закону Кулона: $\tau_n = \mu$, где μ — коэффициент трения скольжения (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

Графически это можно проиллюстрировать на трехмерной диаграмме Мора, как показано на рис. 1.7б. На двухмерных диаграммах Мора нормальное напряжение строится вдоль оси x , а касательное напряжение — вдоль оси y . Любое напряженное состояние представляется полукругом, пересекающим ось x в точках $\sigma = \sigma_3$ и $\sigma = \sigma_1$, радиус которого равен $(\sigma_1 - \sigma_3)/2$. На 3D-диаграмме Мора строятся три полукруга, конечные точки которых соответствуют значениям главных напряжений, а радиусы равны разностям главных напряжений, деленным на 2. Плоскости произвольного направления строятся в области графика, заключенной между кругами, включая их границы, и соответствуют значениям нормальных и касательных напряжений, действующих на эти плоскости. Плоскости, содержащие σ_2 , построенные вдоль наибольшего круга, первыми достигают критического равновесия напряжений.