

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 стволе 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 методы 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, поступающий 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. Арендное 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. Пульт 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 |

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

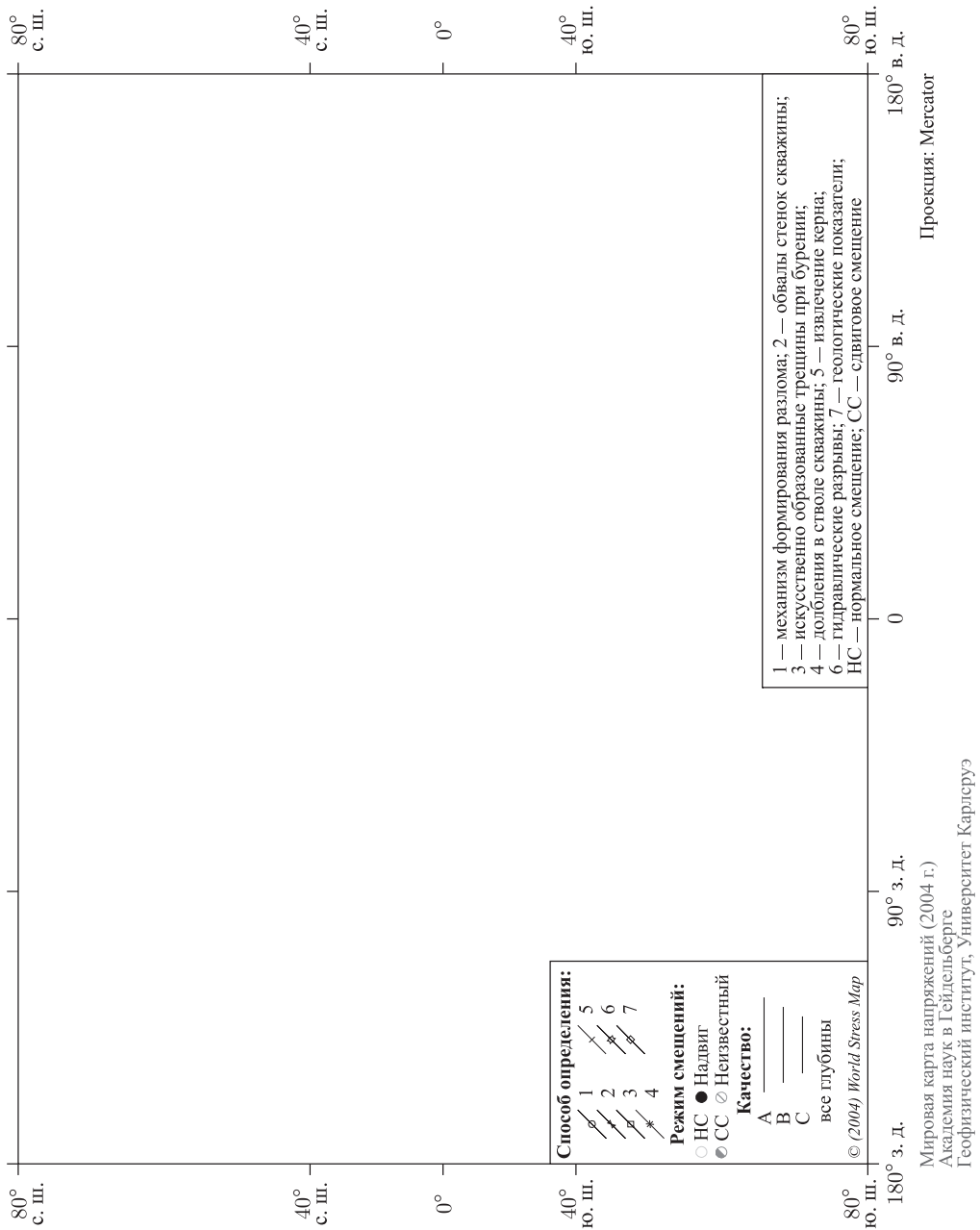


Рис. 1.2. На мировой карте напряжений показаны направления наибольших горизонтальных напряжений, S_{Hmax} , которые определялись посредством анализа обвалов в стволе скважины или последствий землетрясений. Также показаны границы основных тектонических платформ. Цветами обозначены относительные величины 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 простирацию 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,

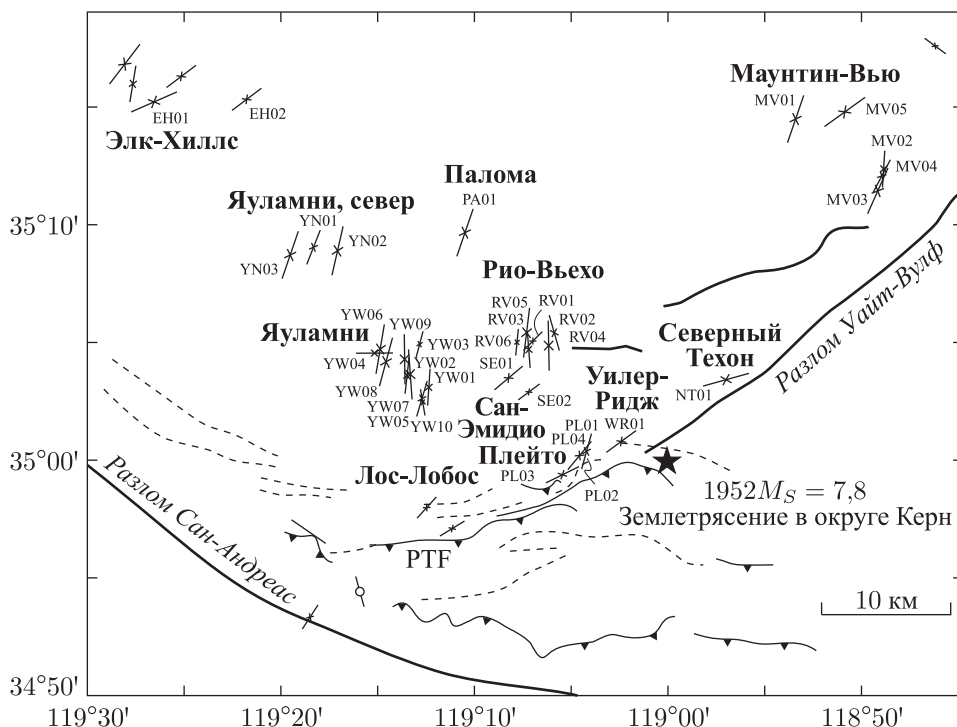


Рис. 1.3. Направления максимального горизонтального напряжения в бассейне Сан-Хоакин центральной части южной Калифорнии, полученные по данным анализа вывалов породы из стенок скважин. Хотя в пределах отдельных месторождений направления напряжений вполне однородны, в целом по региону для них характерны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

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

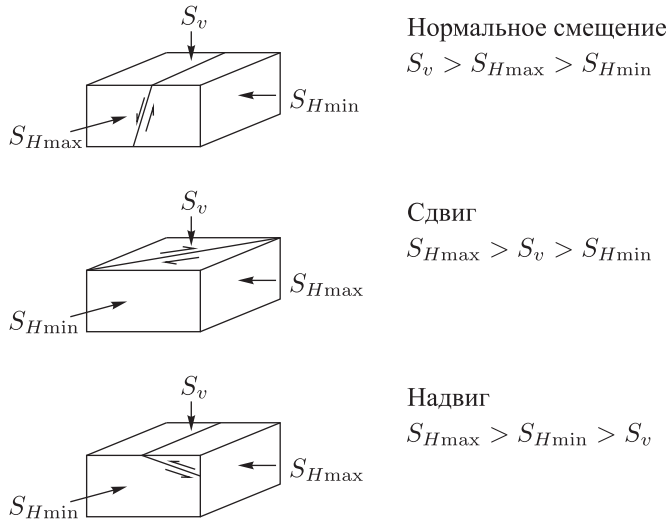


Рис. 1.4. Схема, иллюстрирующая три типа сбросовых смещений, на основе теории Андерсона [2] (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)



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

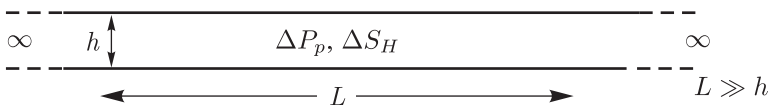


Рис. 1.6. В коллекторе бесконечной протяженности по простиранию, когда $L \gg h$, зависимость между изменением порового давления и совокупным изменением напряжения определяется уравнением (1.1) (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

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-

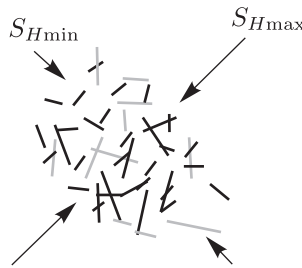


Рис. 1.7а. Карта схематических разломов и трещин. Трещины и разломы, показанные серым, ориентированы оптимально для смещения в текущем поле напряжений (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

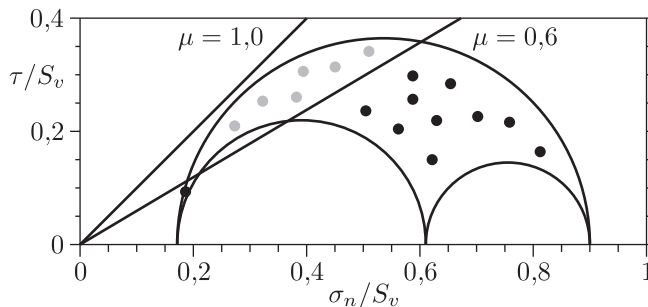


Рис. 1.7б. Диаграмма Мора показывает состояния для критически напряженных трещин и разломов при $0,6 < \mu < 1,0$ (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

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 светлосерым) 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.

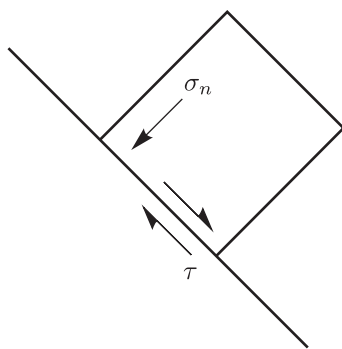


Рис. 1.8. Возможность сдвига ограничена отношением касательного напряжения (τ) к эффективному нормальному напряжению (σ_n) на плоскости сдвига, аналогично закону Кулона: $\tau_n = \mu$, где μ — коэффициент трения скольжения (по материалам *GeoMechanics Intl. Inc.*)

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.